National Energy Board | Office national de l'énergie

Reasons for Decision

Petro-Canada

GH-3-2001

December 2001

Facilities

102-01936/

National Energy Board

Reasons for Decision

In the Matter of

Petro-Canada

Medicine Hat Pipeline

GH-3-2001

December 2001

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2001 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/2001-9E
ISBN 0-662-31349-6

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2001 représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2001-9F
ISBN 0-662-86490-5

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du:
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta), T2P 0X8
Courrier électronique: publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur: (403) 292-5576
Téléphone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office:
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

Table of Contents

Approximate Conversions ii

Abbreviations iii

Recital and Appearances v

1 **Introduction** 1

2 **Facilities and Pipeline Safety** 3
- 2.1 Facilities Description and Design 3
- 2.2 Safety of Construction and Operation 4

3 **Land, Environment and Socio-Economic Matters** 6
- 3.1 Route Description 6
- 3.2 Land Requirements 6
- 3.3 Public Consultation 6
- 3.4 Environmental Matters 8
- 3.5 Socio-Economic Matters 8

4 **Financial Matters and Method of Regulation** 10
- 4.1 Financial Matters 10
- 4.2 Tolls and Tariffs 10
- 4.3 Method of Regulation 10

5 **Supply, Markets, Economic Feasibility and the Public Interest** 12
- 5.1 Overview 12
- 5.2 Supply 13
- 5.3 Markets and Transportation Contracts 13
- 5.4 Economic Feasibility 14
- 5.5 Other Public Interest Matters 14
  - 5.5.1 Competition 14
  - 5.5.2 Potential Duplication of Existing Facilities and Commercial Impacts 15

6 **Disposition** 18

List of Tables

2-1 Pipe Specifications 4

List of Figures

1-1 Medicine Hat Pipeline 2

List of Appendices

I List of Issues 19
II Certificate Conditions 20

Approximate Conversions

1 metre	=	3.28 feet
1 kilometre	=	0.62 miles
1 cubic metre	=	35.3 cubic feet
1 gigajoule	=	0.95 MMBtu
1 hectare	=	2.47 acres
1 000 kilopascal	=	145 psi
1 000 cubic metres	=	36.6 gigajoules[1]

---

1 This represents the average heating value of gas that would flow on the proposed Medicine Hat Pipeline and is somewhat less than the average heating value of Alberta gas at NOVA Gas Transmission Ltd.'s Empress export delivery point.

Abbreviations

$10^3m^3/d$	thousand cubic metres per day
$10^6m^3/d$	million cubic metres per day
10^6m^3	million cubic metres
AEC	Alberta Energy Company
AEC Suffield	AEC Suffield Gas Pipeline Inc.
Applicant	Petro-Canada
Bcf	billion cubic feet
Board or NEB	National Energy Board
CEAA	*Canadian Environmental Assessment Act*
CSA Z662-99	Canadian Standards Association Z662-99, *Oil and Gas Pipeline Systems*
EPN	Early Public Notification
GFR	*Guidelines for Filing Requirements*
GJ	gigajoules
Hilda Unit	Medicine Hat Hilda Unit
Hilda Non-Unit	Medicine Hat Hilda Non-Unit
km	kilometre
kPag	kilopascals (gauge)
LRS	load retention service
m	metre
MHCU	Medicine Hat Consolidated Unit
mm	millimetre
MMcf/d	millions of cubic feet per day
NEB Act	*National Energy Board Act*
NGTL	NOVA Gas Transmission Ltd.

NPS	nominal pipe size (in inches)
O.D.	outside diameter
OPR-99	NEB's *Onshore Pipeline Regulations, 1999*
psig	pounds per square inch (gauge)
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited

Recital and Appearances

IN THE MATTER OF the *National Energy Board Act*, being Chapter N-7 of the Revised Statutes of Canada, 1985, as amended, and the Regulations made thereunder;

AND IN THE MATTER OF the *Canadian Environmental Assessment Act*, being Chapter 37 of the Statutes of Canada, 1992, as amended, and the regulations made thereunder;

AND IN THE MATTER OF an application by Petro-Canada pursuant to Part III of the *National Energy Board Act* for a Certificate of Public Convenience and Necessity permitting the construction of a natural gas pipeline and related facilities.

IN THE MATTER OF Hearing Order GH-3-2001.

HEARD in Calgary, Alberta on Monday 19 November 2001.

BEFORE:

J. S. Bulger	Presiding Member
R. J. Harrison	Member
E. Quarshie	Member

APPEARANCES:

R. A. Neufeld S. Lobban R. Miller	Petro-Canada
T. M. Hughes	AEC Suffield Gas Pipeline Inc.
P. Keys	NOVA Gas Transmission Ltd.
B. Prenevost	Alberta Department of Energy
A. Hudson	National Energy Board

Chapter 1

Introduction

On 25 July 2001, Petro-Canada (the Applicant) applied to the National Energy Board (the Board or NEB) for:

(a) a Certificate of Public Convenience and Necessity pursuant to section 52 of the *National Energy Board Act* (NEB Act) authorizing Petro-Canada to construct and operate a pipeline in southeastern Alberta and southwestern Saskatchewan (Medicine Hat Pipeline); and

(b) an Order pursuant to Part IV of the NEB Act designating Petro-Canada as a Group 2 company for the purposes of toll and tariff regulation.

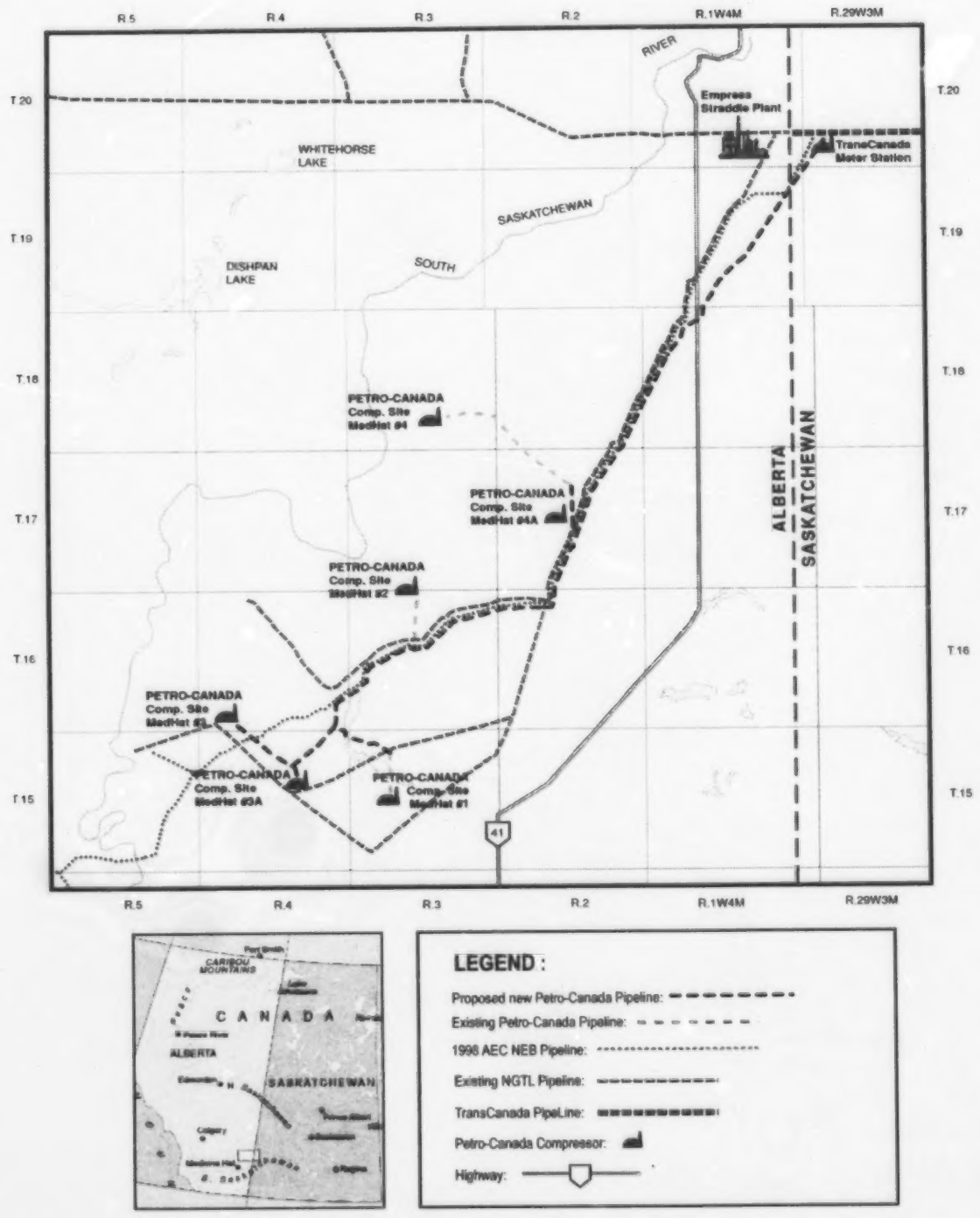
The proposed Medicine Hat Pipeline would consist of approximately 71.3 km of mostly 273.1 mm (NPS 10) outside diameter (O.D.) new natural gas transmission pipeline and associated control facilities, with a design capacity of approximately 1 500 $10^3m^3/d$ (53 MMcf/d). The proposed pipeline route begins near the southeastern side of the Suffield Military Block in Alberta and extends northeast to join TransCanada PipeLines Limited's (TransCanada's) mainline transmission system near Burstall, Saskatchewan (refer to Figure 1-1). The proposed route for the pipeline parallels existing NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) and Alberta Energy Company (AEC) rights of way for most of its length. With the exception of short new laterals travelling to tie-in points along the south end of the pipeline, the only portion of the proposed route which does not parallel an existing right of way is a section of approximately 14 km in the Middle Sand Hills area located in the area of Township 19 Ranges 1 and 2 W4M. This deviation was undertaken at the request of Alberta Agriculture Food and Rural Development to avoid environmentally sensitive habitat.

At the time of filing, Petro-Canada proposed to construct the Medicine Hat Pipeline between December 2001 and March 2002, with a proposed in-service date of 1 May 2002 and an estimated capital cost of $9.9 million. Petro-Canada subsequently revised its application and adjusted its construction schedule to the September 2002 to December 2002 time frame. The revised in-service date was 2 January 2003 with an estimated capital cost for the proposed facilities of $10.1 million.

The Board decided to consider the application in an oral public hearing and issued Hearing Order GH-3-2001 on 11 September 2001, which set out the Directions on Procedure for the hearing. The hearing was held in Calgary on 19 November 2001.

As a responsible authority under the *Canadian Environmental Assessment Act* (CEAA), the Board completed an Environmental Screening Report for the Medicine Hat Pipeline pursuant to the CEAA and the Board's regulatory process.

Figure 1-1
Medicine Hat Pipeline



Chapter 2

Facilities and Pipeline Safety

2.1 Facilities Description and Design

The proposed Medicine Hat Pipeline would collect processed, sweet, dry natural gas from six existing Petro-Canada compressor stations in the Medicine Hat area of Alberta and transport it to a meter station connecting to TransCanada's system near Burstall, Saskatchewan. Petro-Canada indicated that TransCanada has agreed to construct, own and operate the meter station at the tie-in point.

The Medicine Hat Pipeline has been designed with a capacity of 1 500 $10^3m^3/d$ (53 MMcf/d) and would have a maximum operating pressure of 8 000 kPag (1,160 psig). The pipeline would be approximately 71.3 km in length, and its route would be adjacent to an existing utility corridor for the majority of the distance travelled.

The mainline portion of the Medicine Hat Pipeline would begin near Petro-Canada's Medicine Hat #3A compressor station where two new laterals would feed into the 219.1 mm (NPS 8) O.D. mainline. The lateral from Petro-Canada's Medicine Hat #3 compressor station would also be 219.1 mm (NPS 8) O.D. and would be approximately 3.7 km in length. The second lateral would originate at the Medicine Hat #3A compressor station, and would be 168.3 mm (NPS 6) O.D. and approximately 0.5 km in length.

A third new lateral would feed into the mainline approximately 4.3 km downstream of the first two laterals. This lateral would be 114.3 mm (NPS 4) O.D., approximately 4.5 km in length, and would tie into an existing upstream pipeline which currently carries gas for Petro-Canada's Medicine Hat #1 compressor station. The mainline tie-in point of the third lateral is also the location where the mainline diameter would increase to 273.1 mm (NPS 10) O.D. to accommodate the increased volume of gas.

The fourth new lateral would be a 168.3 mm (NPS 6) O.D. pipeline approximately 1.0 km in length which would feed production into the mainline from two Petro-Canada compressors, Medicine Hat #4A and Medicine Hat #4. An existing Petro-Canada lateral, which currently connects to an NGTL meter station, would also be tied into the mainline to carry gas from Petro-Canada's Medicine Hat #2 compressor station. Refer to Figure 1-1 for a map of the proposed facilities.

The facilities Petro-Canada applied for would begin at fenced property boundaries at the existing compressor stations or at flanged connections to Petro-Canada's existing lateral pipelines. Petro-Canada submitted that the existing compressor station facilities as well as the existing laterals would continue to operate under licences issued by the Alberta Energy and Utilities Board.

All line pipe would be coated with a polyethylene jacket, and joints would be protected with polyethylene heat shrink sleeves. The pipe size, wall thickness, grade and estimated lengths of the various segments are shown in Table 2-1.

Table 2-1
Pipe Specifications

Pipe Size O.D. (mm)	Wall Thickness (mm)	Grade	Length (m)
273.1	5.2	359 Cat. 1	47 000
273.1	6.4	359 Cat. 1	10 200
219.1	4.0	359 Cat. 1	8 000
168.3	3.2	359 Cat. 1	1 550
114.3	3.2	359 Cat. 1	4 500
Total			**71 250**

In addition to the facilities described above, the Medicine Hat Pipeline would include an impressed current cathodic protection system and a two-phase separator installed on the mainline downstream of the last receipt point, near the Medicine Hat #4A compressor station. Petro-Canada submitted that the separator would be designed to remove any liquid contaminants which potentially could be carried over from the compressor stations.

Petro-Canada stated that the operation of the Medicine Hat Pipeline would be monitored using a remote call-out system at each of the six existing compressor stations. Monitoring would be continuous with call-out alarms in operation 24 hours per day, 7 days per week. Petro-Canada further stated that Emergency Shut Down valves exist at all of the compressor stations feeding into the proposed pipeline.

Petro-Canada proposes to construct the facilities beginning in September 2002 with an expected in-service date of January 2003. The estimated capital cost of the proposed facilities is $10.1 million.

2.2 Safety of Construction and Operation

Petro-Canada submitted that the design, construction and operation of the Medicine Hat Pipeline would meet or exceed the requirements of the *Onshore Pipeline Regulations*, 1999 (OPR-99), the Canadian Standards Association Z662-99, *Oil and Gas Pipeline Systems* (CSA Z662-99), and all applicable standards, specifications and codes that are incorporated by reference into these standards.

Petro-Canada further submitted that it would develop and implement quality assurance and inspection procedures and submit these to the Board prior to construction. The audit and inspection program relating to operations and maintenance would be included in Petro-Canada's Operations and Maintenance Manual. The construction inspection program would be submitted as a separate document prior to construction, pursuant to section 53 of the OPR-99. Petro-Canada would also submit an Emergency Response Manual, which would address the potential effects on area residents and appropriate mitigation measures in the event of an emergency.

In a supplemental response to information requests, Petro-Canada submitted in greater detail how it would comply with section 4 of the OPR-99 using various manuals[1] as tools to achieve compliance. Petro-Canada also submitted Element 3 of its Total Loss Management program which outlined its change management program pursuant to section 6 of the OPR-99.

Views of the Board

Subject to the conditions discussed below, the Board is satisfied that the proposed facilities would be designed, constructed and operated in accordance with the NEB Act, the OPR-99, CSA Z662-99 and other appropriate governing codes.

The Board will impose a condition in any certificate that may be granted requiring Petro-Canada to submit, 14 days prior to the commencement of construction or operation of the Medicine Hat Pipeline, various documents prescribed by the OPR-99. More specifically, Petro-Canada would be required to file (i) a quality assurance program, (ii) a construction inspection program, (iii) a construction safety program, (iv) a field joining program, (v) a pressure testing program and (vi) an Emergency Response Manual. In addition, Petro-Canada has committed to submit its Pipeline Operations and Maintenance Standard, and its Western Canada Oil & Gas Facilities Specifications in confidence pursuant to section 16.1 of the NEB Act.

---

1 These manuals include EXCEL Alliance Procedures Manuals (Volumes 1, 2 and 3), Petro-Canada Pipeline Operations and Maintenance Standard, PIPAR 99, Western Canada Oil & Gas Facilities Specifications, and Total Loss Management - National Standards.

Chapter 3

Land, Environment and Socio-Economic Matters

3.1 Route Description

Most of the proposed route for the Medicine Hat Pipeline would be adjacent to existing pipeline and electric powerline rights of way.

Criteria for the proposed route selection between the identified control points included:

- maximizing the use of existing linear disturbances (roads, pipelines, powerlines);
- reducing, to the extent possible, the location of the route in undisturbed native prairie;
- avoiding permanent and larger seasonal wetland areas;
- avoiding known archaeological or palaeontological features;
- minimizing potential conflict with special status wildlife species or species of management concern; and
- avoiding listed rare plants and unique vegetation communities.

The proposed pipeline route is to begin at Township 15, Range 4, W4M, in Alberta, and extend northeast to join the TransCanada system near Burstall, Saskatchewan. There would be a 14 km deviation on the north end of the proposed pipeline route in and around Township 19, Ranges 1 and 2, W4M where the existing utility corridor travels through the Middle Sand Hills.

3.2 Land Requirements

Petro-Canada indicated that a 15 m wide permanent right of way and 5 m of temporary adjacent workspace would be required for construction purposes. Extra workspace would be required for the topsoil and spoil storage at all road, water, wetlands, foreign line crossings, sharp side bends, and areas requiring grading. The proposed pipeline route parallels, for the most part, existing NGTL and AEC rights of way. With the exception of short new laterals travelling to tie-in points along the south end of the pipeline, the only portion of the proposed route which does not parallel an existing right of way is a section of approximately 14 km in the Middle Sand Hills area located in the area of Township 19, Ranges 1 and 2, W4M.

Petro-Canada originally stated that where an existing right of way was contiguous to the proposed pipeline, it would utilize up to 8 m of the existing disturbance as temporary workspace. Petro-Canada later stated that it no longer intends to utilize adjacent right of way for temporary workspace and is confident that a 15 m right of way would be adequate for its construction purposes.

3.3 Public Consultation

Petro-Canada implemented a public consultation program to ensure that those with an interest in or those affected by the proposed pipeline had an opportunity to participate in shaping the project. The purpose

of a public consultation program, required under the Board's *Guidelines for Filing Requirements* (GFR), is to inform the public about the project, to seek public input into the route selection, environmental assessment and socio-economic impact assessment, to identify issues and concerns of those potentially affected by the project and to resolve issues.

Petro-Canada submitted that its public consultation goals were:

- to have an open and well-documented process;
- to ensure that all interested and potentially affected parties received information on the project in a timely manner;
- to provide effective, simple, friendly avenues for the public to receive information, share their views, and become involved in the project;
- to ensure public input into identifying and resolving issues and concerns throughout the project; and
- to work in collaboration with interested parties to resolve identified issues and concerns.

Petro-Canada completed in-person project notification with approximately 40 landowners and occupants of freehold and provincial Crown land directly impacted by the proposed pipeline route, all the municipalities within the socio-economic area of the proposed project and key regulatory agencies and environmental groups. Petro-Canada notified other environmental groups and regulatory agencies by mail and, in many cases, by telephone. The general public was advised of the proposed project Open House through advertisements in three local newspapers (Medicine Hat, Maple Creek, and Leader, on 6 and 13 November 2000). The Open House was held 15 November 2000 in Schuler, Alberta. Petro-Canada chose this location because of its proximity to the proposed pipeline route. Petro-Canada provided its information package to all the affected landowners and occupants along the proposed pipeline right of way, the municipalities in the immediate area, a number of environmental non-government organizations in Alberta and Saskatchewan and to the Open House attendees.

In compliance with the GFR, Petro-Canada conducted a public consultation program to inform the public about the project and to seek public input into route selection and the environmental and socio-economic impact assessment. In its application and subsequent filings, Petro-Canada identified issues and concerns raised by the public and undertook to resolve those issues.

Petro-Canada will provide landowners with cultivated lands at least two weeks notice prior to the onset of construction to prevent or reduce impacts to their farming activities. Petro-Canada has committed to provide breaks in the strung and set-up pipe, spoil/topsoil windrows and open ditches to facilitate day-to-day farming operations.

Petro-Canada has committed to continue providing project information to those requesting it and to those who will be potentially affected by or who are interested in the project. It will also continue to consult with landowners and occupants, regulatory agencies, environmental groups, and directly affected stakeholders to ensure that issues and concerns are resolved and potential effects mitigated.

Views of the Board

The Board finds the route selection criteria identified by Petro-Canada to be acceptable. Further, Petro-Canada's approach to route selection has resulted in an appropriate general route for the pipeline.

The potential impacts of the construction of the pipeline on affected landowners, including the amount of land required for permanent easement and temporary work space, have been considered by the Board. The Board finds that Petro-Canada's anticipated requirements for easement and temporary work space are reasonable and justified.

3.4 Environmental Matters

The Board considered environmental matters related to the Medicine Hat Pipeline project pursuant to the NEB Act and the CEAA. As a responsible authority, the Board completed an Environmental Screening Report pursuant to subsection 18(1) of the CEAA. No other responsible authorities were identified. However, Environment Canada provided specialist/expert information or knowledge regarding the proposed pipeline pursuant to subsection 12(3) of the CEAA. Environment Canada's comments were subsequently addressed by Petro-Canada and incorporated within the Environmental Screening Report.

The Environmental Screening Report contains information regarding the environmental assessment, any proposed mitigation, and the environmental conditions to be included in any certificate in respect of the project. The Environmental Screening Report also addresses matters pertaining to public consultation. Pursuant to the GH-3-2001 Directions on Procedure, parties wishing to receive a copy of the Environmental Screening Report for comment were requested to contact the Secretary of the Board before the end of the oral portion of the hearing. Only one party, Environment Canada, requested a copy for review. The Board circulated the Environmental Screening Report for comment to Petro-Canada and Environment Canada. Copies of the report are available on request from the Board's Publication Office.

Views of the Board

The Board considered the Environmental Screening Report and comments received and determined that, taking into account the implementation of Petro-Canada's proposed mitigative measures and those set out in the attached conditions (see Appendix II), the Medicine Hat Pipeline is not likely to cause significant adverse environmental effects. This represents a decision pursuant to paragraph 20(1)(a) of the CEAA, which was taken prior to making a decision under Part III of the Act in respect of the applied-for facilities.

3.5 Socio-Economic Matters

Petro-Canada stated that the overall effects of the Medicine Hat Pipeline on the socio-economic life of the host communities in the project area would be positive. In particular, Petro-Canada expects the project to:

- provide employment for an average of 70 workers over the three month construction period, 25 to 70 percent of whom would be local;

- contribute $1.6 million in employment income during construction;
- benefit local businesses from increased construction related expenditures;
- provide over $4.6 million in increased tax assessments for the two local municipalities; and
- lower gas transmission costs, thus increasing the long-term viability of Petro-Canada's Medicine Hat gas reserves.

Petro-Canada further stated that, by increasing the potential for export, providing another alternative for gas delivery and reducing the costs of delivery for shippers, the life of gas wells in the area would be extended, thus resulting in longer employment and other economic benefits.

Petro-Canada identified a number of potential socio-economic impacts, all of which were minor and would be mitigated. The maximum demand for commercial accommodation would be 8 percent of available supply; the workforce would represent a temporary increase of 0.1 percent in the local population, and construction traffic on Highway 41 between Medicine Hat and the construction spreads would amount to an 8 percent increase. These effects would be mitigated by encouraging the hiring of local workers, by establishing a common marshalling point in Medicine Hat, which also has higher commercial accommodation vacancy rates outside the summer months, and by requiring contractors to obtain permits for the use of roads during construction.

Under the CEAA, the Board also considered indirect socio-economic effects arising from changes in the environment, including potential effects on trapping and agricultural activities. These are addressed in the CEAA Environmental Screening Report referred to in the previous section.

Views of the Board

The Board notes that the minor socio-economic effects identified in the CEAA Environmental Screening Report will be mitigated and that the project fits in with the local economy. The Board finds the project's overall socio-economic effects to be beneficial.

Chapter 4

Financial Matters and Method of Regulation

4.1 Financial Matters

In its application, Petro-Canada indicated that the cost of the proposed pipeline would be approximately $10.1 million and stated that it would assume all of the financial risk of the project. Petro-Canada further submitted that the total cost of the construction would be financed internally. No concerns about financial matters were raised during the GH-3-2001 proceeding.

4.2 Tolls and Tariffs

Initially, Petro-Canada proposed to offer service to third parties but later stated that it had not decided whether tolls would be charged or whether the third party shippers would be offered an equity interest in the pipeline. Subsequently, Petro-Canada advised that there would be no third party shippers as it would be purchasing and shipping the gas for its own account.

NGTL contended that Petro-Canada is required to file a toll pursuant to subsection 60(2) of the NEB Act if it intends to ship its own gas. NGTL further submitted that Petro-Canada should be required to file with the Board copies of any gas purchase and sales arrangements it may make. Then the Board could ensure that any deemed tolls, pursuant to subsection 72(3) of the NEB Act, would be in accordance with section 62 of the NEB Act and that those tolls would be charged equally to all persons for transportation under substantially similar circumstances and conditions.

Petro-Canada reiterated that it intended to ship the gas for its own account and would not be charging a toll. It advised that a toll or tariff would be filed prior to shipping gas for third parties.

4.3 Method of Regulation

Petro-Canada applied to the Board to be regulated as a Group 2 Company for the purposes of toll and tariff regulation of the Medicine Hat Pipeline. Petro-Canada's request was not contested during the proceeding.

Views of the Board

On the basis of the financial information filed, the Board has determined that Petro-Canada is able to finance the proposed project.

The Board notes that Petro-Canada only intends to ship its own gas on the Medicine Hat Pipeline and will not be charging a toll. Accordingly, the Board sees no need for Petro-Canada to file with the Board copies of its gas purchase and sales agreements. If, in the future, third parties express an interest in shipping on the Medicine Hat Pipeline, the Board will require Petro-Canada to file a tariff.

Having regard to the size of the pipeline project, the Board finds the Group 2 method of regulation to be acceptable for Petro-Canada. Therefore, for administrative purposes, Petro-Canada will be regulated as a Group 2 Company in accordance with the Board's *Memorandum of Guidance on the Regulation of Group 2 Companies* dated 6 December 1995. Further, since Petro-Canada has advised that there are to be no third party shippers in the near future, the Board, pursuant to subsection 129(1.1) of the NEB Act, grants Petro-Canada exemption from the filing of audited financial statements until such time as Petro-Canada contemplates charging tolls or if there is to be a significant change in the operation of the pipeline, both of which require Petro-Canada to advise the Board accordingly. At that time, it may be necessary for the Board to reconsider the exemption from filing audited financial statements.

Chapter 5

Supply, Markets, Economic Feasibility and the Public Interest

5.1 Overview

Petro-Canada filed its application for a certificate of public convenience and necessity pursuant to section 52 of the NEB Act, which sets out the obligations of the Board with respect to an application. That section is as follows:

> The Board may, subject to the approval of the Governor in Council, issue a certificate in respect of a pipeline if the Board is satisfied that the pipeline is and will be required by the present and future public convenience and necessity and, in considering an application for a certificate, the Board shall have regard to all considerations that appear to it to be relevant, and may have regard to the following:
>
> (a) the availability of oil or gas to the pipeline;
> (b) the existence of markets, actual or potential;
> (c) the economic feasibility of the pipeline;
> (d) the financial responsibility and financial structure of the applicant, the methods of financing the pipeline and the extent to which Canadians will have an opportunity of participating in the financing, engineering and construction of the pipeline; and
> (e) any public interest that in the Board's opinion may be affected by the granting or refusing of the application.

Matters relevant to the design of the facilities (Chapter 2), land, environment and socio-economic matters (Chapter 3), and financial matters (Chapter 4) have been discussed in earlier sections of these Reasons for Decision. Remaining issues of supply (paragraph 52(a)), markets (paragraph 52(b)), economic feasibility (paragraph 52(c)) and other relevant public interest matters (paragraph 52(e)) are discussed in this chapter. First, the general comments of Petro-Canada and NGTL on the Board's application of section 52 are provided.

Petro-Canada stated that section 52 offers a number of guideposts which suggest what ought to be considered in determining whether the public interest has been satisfied. The answers to those issues or sub-issues are all designed to contribute to the ultimate answer to the broader question of whether the proposal is in the public interest. Petro-Canada maintained that the Medicine Hat Pipeline meets all of the criteria that the Board normally considers in assessing a section 52 application.

NGTL argued that the Medicine Hat Pipeline should not be approved. NGTL stated that it believed that in a regulated environment reasoned limits must be imposed on capacity additions to ensure that broader public interests and policies are protected and promoted. NGTL noted that the Board has, through its

decisions in prior bypass cases, established certain boundary criteria that guided it in approving those applications and which NGTL believes set the threshold limits for future proposals.

According to NGTL, the circumstances of the Medicine Hat Pipeline application test the bounds of the threshold limits. In NGTL's view, the facts in this case are a bit thinner and a little less compelling than the facts that successfully underpinned any of the prior cases. NGTL submitted that, if the Board approves the Medicine Hat Pipeline, the Board will essentially be lowering the established standards governing the approval of capacity additions.

5.2 Supply

Petro-Canada indicated that the proposed pipeline project would rely on gas supply from five producing properties operated by Petro-Canada in the Medicine Hat area. These five properties are Medicine Hat Project #1, Medicine Hat Project #2, Medicine Hat Hilda Unit (Hilda Unit), Medicine Hat Hilda Non-Unit (Hilda Non-Unit) and Medicine Hat Consolidated Unit (MHCU). Project #1, Project #2 and the Hilda Non-Unit are 100 percent owned by Petro-Canada, while Petro-Canada owns 82 percent of the Hilda Unit and 41 percent of the MHCU. The remaining ownership is held by four third parties, namely Gulf Canada Resources, the estate of H.T. Hargrave, Imperial Oil Resources and Mayfair Energy Ltd.

Petro-Canada's estimate of remaining reserves as of 31 December 1999 for the five properties totals 6 046 10^6m^3 (213.4 Bcf), with its working interest in the properties representing 4 694 10^6m^3 (166 Bcf) of these reserves. The Applicant expects reserves growth of some 3 374 10^6m^3 (119 Bcf) over the subsequent five years based on a comparison with average expected growth in Alberta. Total production from the five properties was estimated to reach a level of some 1 500 $10^3m^3/d$ (53 MMcf/d) during the year 2002, remaining flat until 2006 and declining thereafter to approximately 336 $10^3m^3/d$ (12 MMcf/d) by the year 2021. Petro-Canada's working interest represents approximately 60 percent of this production.

Petro-Canada's analysis indicates that further development would be required in both Hilda properties to optimize recovery from the region. Petro-Canada is optimistic that additional drilling in these properties would lead to additional reserves and longer producing life.

5.3 Markets and Transportation Contracts

Petro-Canada stated that its Medicine Hat gas is currently going to markets via the NGTL and TransCanada systems and that it would continue to go to the same markets if the Medicine Hat Pipeline were built. Further, continued market growth and demand in areas served by TransCanada and downstream pipelines interconnecting with TransCanada ensure that there is, and will continue to be, a long-term need for gas that would be transported on the Medicine Hat Pipeline. The existence of markets was not challenged by any party.

NGTL commented that the Medicine Hat Pipeline is different from previous bypass pipeline applications because there are no long-term transportation contracts for the proposed pipeline, nor are there likely to be any. Consequently, the Board does not have the traditionally accepted evidence that the pipeline would be used at a reasonable level and that the demand charges would be paid over its economic life.

NGTL also argued that there was no definitive evidence on the availability of third-party volumes for transport on the Medicine Hat Pipeline. NGTL noted that Petro-Canada hoped to arrange purchase of third-party volumes, but has not yet completed the negotiations. Petro-Canada stated that the gas purchase agreements with third party shippers are very close to completion and that no problems are anticipated as the process is finalized.

Petro-Canada said that it is prepared to finance and pay for the Medicine Hat Pipeline itself, and in the Applicant's view, this is far better evidence of the need for the pipeline than the fact that it may have a 15- or 20-year transportation service agreement with a marketing affiliate.

5.4 Economic Feasibility

Petro-Canada considered the economic feasibility of the Medicine Hat Pipeline to be a "non-issue". The annual savings available to Petro-Canada if it were to build the Medicine Hat Pipeline range from $4.2 to $4.7 million as compared to shipping on NGTL. Also, Petro-Canada estimated that its annual savings compared to shipping on the AEC South Suffield Pipeline would be in the range of $100,000 to $600,000. Further, to make the AEC option feasible, Petro-Canada would have had to incur substantial costs including $2.5 million for the installation of compression and $1.2 million for tie-ins, not including downtime costs or production losses.

NGTL questioned whether Petro-Canada would realize the savings it projected from the Medicine Hat Pipeline, because it has over 376 $10^3m^3/d$ (13 MMcf/d) tied to NGTL firm receipt service until November 2006. Petro-Canada also has contracts for 44 000 GJ per day of firm export delivery service on NGTL's system at Empress, 16 700 GJ per day of which will not expire until November 2008.

Petro-Canada responded that it intended to transfer the 376 $10^3m^3/d$ (13 MMcf/d) in receipt service contracts to other locations within the Project Area. This transfer is permitted under the NGTL tariff and would form part of Petro-Canada's monthly transportation optimization program. Further, Petro-Canada stated that it has a variety of supply arrangements in place at Empress, and that there would always be a mismatch in the Petro-Canada portfolio between export delivery contracts and firm receipt service contracts as a function of its marketing efforts.

5.5 Other Public Interest Matters

5.5.1 Competition

Petro-Canada argued that the Medicine Hat Pipeline would allow for a functioning gas transportation market. It is in the public interest to allow a functioning market and new entrants to the market should be encouraged. Petro-Canada stated that competition lowers transportation costs. When costs are lowered, drilling is encouraged and the life of reserves is increased which benefits producers, governments collecting royalties and ultimately consumers.

In Petro-Canada's view, responding to "untenable" tolls by building the proposed pipeline is a competitive, market-driven response. The response of a customer leaving NGTL if its reasonable requirements are not satisfied is a sign of pure competition and the market in operation.

NGTL contended that Petro-Canada's application was not about a real need to promote greater area competition or to foster customer choice in transportation services; rather the application was about price and nothing more. In NGTL's view, Petro-Canada simply wants to build the proposed facilities to move its gas at a lower cost than is possible on NGTL.

5.5.2 Potential Duplication of Existing Facilities and Commercial Impacts

NGTL argued that the Medicine Hat Pipeline would not add incremental pipeline capacity from the Western Canada Sedimentary Basin, since the project is a pure physical duplication of existing NGTL facilities. The Medicine Hat Pipeline would offload volumes from existing NGTL facilities, facilities that NGTL stated were designed, approved and constructed to transport those volumes. NGTL stated that the costs in lost revenues associated with the offloaded volumes would be borne by the remaining NGTL system shippers. NGTL maintained that even small amounts matter, and that the Board could not be certain whether the offloading would be short lived or in the long term.

NGTL questioned when it would be in the public interest for a party to construct a physically superfluous bypass pipeline for no other reason than to reduce its own transportation costs on the incumbent pipeline. NGTL remarked that, ironically, the Medicine Hat Pipeline would essentially parallel the existing AEC South Suffield pipeline which was itself a bypass of NGTL's system that the Board approved in its GH-2-98 Reasons for Decision[1]. The primary objective of the AEC South Suffield Pipeline was to promote competition and greater customer choice, while NGTL suggested that Petro-Canada's position, in this instance, is that AEC's services are not competitive enough. Petro-Canada prefers to build yet another pipeline in largely the same corridor that is used by the NGTL and AEC facilities.

NGTL asserted that it is nonsense to continue to add small pipelines, each of which serves the same physical purposes as its neighbour. It suggested that this kind of facilities proliferation cannot be in the greater public convenience and necessity. NGTL observed that Petro-Canada itself has acknowledged that a large single pipeline between two points provides efficiencies of economy and scale over multiple smaller lines between the same two points.

NGTL claimed that it was not necessarily a simple option for it to offer a load retention service (LRS) in response to a competitive bypass proposal. It cannot offer every party a special rate as certain standards and criteria must be met. NGTL must address each instance on a case-by-case basis. A commercial solution was not achievable in either the AEC North or AEC South Suffield Pipelines. NGTL remarked that had it been able to offer AEC LRS rates, then other area shippers, including Petro-Canada, would not have been far behind demanding similar treatment for similar service.

Petro-Canada argued that there is no evidence of any potential commercial impact on NGTL as a result of the Medicine Hat Pipeline. Further, it is not known how much of the lost revenue would be absorbed by NGTL and how much by its customers. NGTL could be completely insulated from the losses that would accrue as a result of Petro-Canada shipping its own gas if the small (in the third decimal point)

---

1 AEC Suffield Gas Pipeline Inc., GH-2-98, Reasons for Decision dated August 2000

impact on tolls were passed on to all NGTL customers. Petro-Canada noted that no NGTL customers have voiced opposition to the proposed facilities.

Petro-Canada stated that if NGTL wishes to respond to Petro-Canada's initiative with discussions on LRS or some other arrangement, it can do so. Petro-Canada noted that the Board has previously commented that NGTL has the tools to respond to proposals such as the Medicine Hat Pipeline, and if it did not have such tools NGTL could pursue them with its regulator. To date, NGTL has not offered a competitive response.

Petro-Canada explained that it actively pursued the negotiation of an LRS rate and also offered to purchase the necessary facilities from NGTL for the opportunity cost of the Medicine Hat Pipeline project of $10.1 million. In addition, Petro-Canada stated that it had pursued shipping on the AEC South Suffield pipeline, but there was not enough readily available capacity. Also, in order to ship on AEC, Petro-Canada would have had to incur the costs outlined in Section 5.4. Overall, these costs in addition to the AEC toll of $.104/GJ would have made it less economic to ship on the AEC South Suffield Pipeline than to build the Medicine Hat Pipeline.

Views of the Board

The Board is satisfied that Petro-Canada has adequate supply to support the proposed facilities. The Board agrees that the savings offered by the new facilities would enable Petro-Canada to optimize recovery of the reserves in the properties supporting the proposal and may result in the addition of new reserves in the area. While Petro-Canada's approach to estimating reserves growth resulted in a higher estimate of growth than may occur, based on the historical data for the respective properties, its approach to estimating future production from the area was conservative. On balance, the Board accepts Petro-Canada's view that there will be adequate supply over the life of the project.

Gas transported on the Medicine Hat Pipeline will supply existing markets in Eastern Canada and the United States. Continued market growth is expected in these areas. The Board therefore finds that the Medicine Hat Pipeline will have sufficient markets to support the proposed facilities over the life of the project.

The Board notes that Petro-Canada is committing 822 $10^3 m^3/d$ (29 MMcf/d) of proprietary gas volumes to the Medicine Hat Pipeline and has stated that it is close to completing gas purchase agreements with third party shippers for 680 $10^3 m^3/d$ (24 MMcf/d). The Board finds that the facilities are likely to be used at a reasonable level of their designed capacity over their economic life.

Compared to shipping on the AEC South Suffield Pipeline, Petro-Canada would save up to $600,000 annually by constructing the Medicine Hat Pipeline. This does not take into account the costs Petro-Canada would incur in pursuing the AEC option which include $3.7 million for the installation of compression and tie-ins, downtime costs and production losses. Compared to shipping on NGTL, Petro-Canada would save up to $4.7 million annually, and its investment of $10.1 million would be paid out in less than three years of operating the pipeline. As stated in Chapter 4, the Board believes that Petro-Canada is able to finance the proposed project. Putting aside the issue of the

duplication of facilities, the preceding facts satisfy the Board that the proposed pipeline has met the economic feasibility criteria of section 52.

The Board recognizes that the Medicine Hat Pipeline is a duplication of facilities in the region. However, the uncontradicted evidence establishes that Petro-Canada diligently explored all available alternatives to constructing the Medicine Hat Pipeline, including trying to negotiate an LRS rate with NGTL, shipping on the AEC South Suffield Pipeline and offering to purchase NGTL facilities. Petro-Canada is also currently involved in a cost study of NGTL's system which may lead to changes in NGTL's tolling structure in the future. In the meantime, Petro-Canada concluded that construction and operation of the Medicine Hat Pipeline represents its most economic gas transportation option.

The Board agrees that the public interest will be served by the Medicine Hat Pipeline by lowering transportation costs, the benefits of which will not only accrue to Petro-Canada and any third parties selling their gas to the Applicant, but also to the region as a whole. Enhanced recovery of gas resources will be another benefit of the Medicine Hat Pipeline. The Board notes that no party, other than NGTL, raised objections to the Medicine Hat Pipeline project.

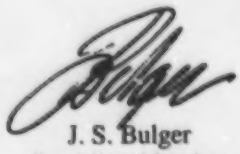
Based on the preceding views, the evidence that the Medicine Hat Pipeline meets all of the criteria of section 52, and the overall benefit to the public interest, the Board finds that the Medicine Hat Pipeline is and will be required by the present and future public convenience and necessity.

Chapter 6

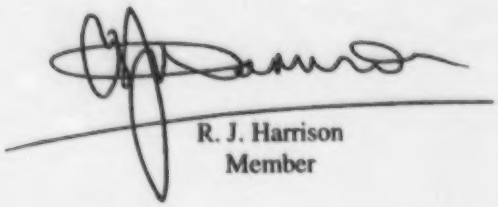
Disposition

The foregoing constitutes our Decision and Reasons for Decision in respect of the Application heard before the Board in the GH-3-2001 proceeding.

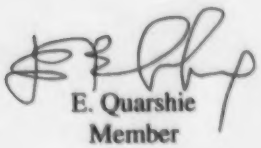
The Board is satisfied from the evidence that the proposed Medicine Hat Pipeline is and will be required by the present and future public convenience and necessity. The Board approves Petro-Canada's Application made pursuant to section 52 of the NEB Act for new pipeline facilities and will, subject to the approval of the Governor in Council, issue a certificate subject to the conditions set out in Appendix II.



J. S. Bulger
Presiding Member



R. J. Harrison
Member



E. Quarshie
Member

Calgary, Alberta
December 2001

Appendix I

List of Issues

The Directions on Procedure identified, but did not limit itself to, the following issues for discussion in the GH-3-2001 proceeding:

1. The need for the proposed facilities.
2. The economic feasibility of the proposed facilities.
3. The potential commercial impacts of the proposed project.
4. The potential environmental and socio-economic effects of the proposed facilities, including those factors outlined in subsection 16(1) of the *Canadian Environmental Assessment Act*.
5. The appropriateness of the general route of the pipeline.
6. The method of toll and tariff regulation.
7. The appropriateness of the design of the proposed facilities.
8. The terms and conditions to be included in any approval which may be issued.

Appendix II

Certificate Conditions

General

1. Petro-Canada shall cause the approved facilities to be designed, manufactured, located, constructed and installed in accordance with those specifications, drawings and other information or data set forth in its application or as otherwise adduced in evidence before the Board in the GH-3-2001 proceeding.

2. Petro-Canada shall implement or cause to be implemented all of the policies, practices, mitigative measures, recommendations and procedures for the protection of the environment referred to in its application, any subsequent filings made in support thereof, or as otherwise adduced in evidence before the Board during the GH-3-2001 proceeding.

Prior to the Commencement of Construction

3. Petro-Canada shall file with the Board, at least 30 days prior to the commencement of any construction activity or as otherwise directed by the Board, a detailed construction schedule(s) identifying major construction activities and shall notify the Board of any modifications to the schedule(s) as they occur.

4. Petro-Canada shall submit to the Board for approval, at least 30 days prior to the commencement of any construction activity or as otherwise directed by the Board, a detailed outline of information related to environmental protection measures which will be presented to all field personnel during the oral safety and environmental orientation.

5. Petro-Canada shall demonstrate to the satisfaction of the Board that it has obtained the consent and necessary agreements for all road, railway, utility and pipeline crossings.

6. Petro-Canada shall file with the Board, at least 14 days prior to the commencement of any construction activity or as otherwise directed by the Board, the following documents:

   (a) a quality assurance program for the construction of the Medicine Hat Pipeline;

   (b) a construction inspection program that includes a detailed list of the number of each inspection position, including job descriptions, qualifications, roles, responsibilities, decision-making authority and reporting structure of personnel responsible for inspection of the various pipeline construction activities, including environment and safety;

   (d) the construction safety manual required pursuant to section 20 of the *Onshore Pipeline Regulations, 1999* (OPR-99); and

   (e) the joining program required pursuant to section 16 of the OPR-99.

7. Petro-Canada shall demonstrate to the satisfaction of the Board that it has acquired all the required Crown Land.

During Construction

8. Petro-Canada shall, during construction, maintain for audit purposes at each construction site a copy of the welding procedures and non-destructive testing procedures used on the project together with all supporting documentation.

9. Petro-Canada shall file construction progress reports with the Board on a bi-weekly basis in a form satisfactory to the Board. The reports shall include information on the activities carried out during the reporting period, any environmental and safety issues and non-compliances, and the measures undertaken for the resolution of each issue and non-compliance.

10. Petro-Canada shall file with the Board, at least 14 days prior to pressure testing, a pressure testing program pursuant to section 23 of the OPR-99, and any specific mitigative measures that Petro-Canada intends to use for hydrostatic testing.

Post-Construction

11. Petro-Canada shall file with the Board, at least 14 days prior to the commencement of operation, the following documents:

    (a) the operations and maintenance manual required pursuant to section 27 of the OPR-99; and

    (b) the emergency procedures manual for use during operations, as required pursuant to section 32 of the OPR-99.

12. Within 30 days of the date that the approved facilities are placed in service, Petro-Canada shall file with the Board a confirmation by an officer of Petro-Canada that the approved facilities were completed and constructed in compliance with the above-noted conditions. In the case of non-compliance with any of the conditions, Petro-Canada shall file with the Board a statement of reasons for the non-compliance.

13. Petro-Canada shall file with the Board, within six months of the date that the facilities are placed in service or as otherwise directed by the Board, a Post-Construction Environmental Report. The report shall describe the environmental issues that have arisen up to the date the report is filed and shall:

    (a) state whether the issues have been resolved; and

    (b) describe the measures Petro-Canada proposes to take in respect of unresolved issues.

14. Petro-Canada shall file with the Board, on or before the 31 January that follows each of the first, second, and third complete growing seasons following the filing of the Post-Construction Environmental Report or as otherwise directed by the Board, a report which describes:

(a) the status of any unresolved environmental issues identified in the Post-Construction Environmental Report and any other environmental issues that have arisen since that report was filed;

(b) a description of the measures Petro-Canada proposes to take in respect of any unresolved environmental issues; and

(c) an assessment of the effectiveness of the reclamation measures undertaken on the right of way based on a comparison with the land use and condition of lands adjacent to the right of way.

15. Petro-Canada shall file with the Board a Rare Plant Monitoring Report. Unless otherwise directed by the Board, the report shall:

(a) be filed within six months of the completion of the monitoring surveys;

(b) be completed for five complete growing seasons following the date that the facilities are placed in service;

(c) set out the occurrences of rare plants in any areas disturbed during construction; and

(d) provide an analysis of the effectiveness of any rare plant mitigation measures which were employed during construction of the project.

Expiration of Certificate

16. This certificate shall expire on 31 December 2003 unless the construction and installation with respect to the applied-for facilities have commenced by that date.

Office national de l'énergie

National Energy Board

Motifs de décision

Petro-Canada

GH-3-2001

Décembre 2001

Installations

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

Petro-Canada

Gazoduc de Medicine Hat

GH-3-2001

Décembre 2001

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2001
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2001-9F
ISBN 0-662-86490-5

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles sur demande auprès du :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

En personne, au bureau de l'Office :
Bibliothèque
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2001 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE22-1/2001-9E
ISBN 0-662-31349-6

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Table des matières

Conversions approximatives ii

Abréviations iii

Exposé et comparutions v

1. Introduction 1

2. Installations et sécurité du gazoduc 3
2.1 Description des installations et mode de conception 3
2.2 Sécurité sur le plan de la construction et de l'exploitation 4

3. Questions foncières, environnementales et socio-économiques 6
3.1 Description du tracé 6
3.2 Besoins en terrains 6
3.3 Consultation publique 7
3.4 Questions environnementales 8
3.5 Questions socio-économiques 9

4. Questions financières et forme de réglementation 10
4.1 Questions financières 10
4.2 Droits et tarifs 10
4.3 Forme de réglementation 10

5. Approvisionnement, marchés, faisabilité économique et intérêt public 12
5.1 Aperçu 12
5.2 Approvisionnement 13
5.3 Marchés et contrats de service de transport 13
5.4 Faisabilité économique 14
5.5 Autres questions d'intérêt public 15
5.5.1 Concurrence 15
5.5.2 Double emploi possible avec des installations en place et conséquences commerciales 15

6. Dispositif 19

Liste des tableaux

2-1 Caractéristiques techniques des tubes 4

Liste des figures

1-1 Gazoduc de Medicine Hat 2

Liste des annexes

I Liste des questions 20
II Conditions liées au certificat 21

Conversions approximatives

1 mètre	=	3,28 pieds
1 kilomètre	=	0,62 mille
1 mètre cube	=	35,3 pieds cubes
1 gigajoule	=	0,95 10^6 Btu
1 hectare	=	2,47 acres
1 000 kilopascals	=	145 lb/po^2
1 000 mètres cubes	=	36,6 gigajoules[1]

[1] Pouvoir calorifique moyen du gaz qui transiterait sur le gazoduc de Medicine Hat projeté; cette valeur est quelque peu inférieure au pouvoir calorifique moyen du gaz albertain acheminé au point de livraison de NOVA Gas Transmission Ltd. à Empress en vue de son exportation.

Abréviations

$10^3m^3/j$	millier de mètres cubes par jour
$10^6m^3/j$	million de mètres cubes par jour
10^6m^3	million de mètres cubes
$10^6pi^3/j$	million de pieds cubes par jour
10^9pi^3	milliard de pieds cubes
AEC	Alberta Energy Company
AEC Suffield	AEC Suffield Gas Pipeline Inc.
d.e.	diamètre extérieur
demandeur	Petro-Canada
Directives	*Directives concernant les exigences de dépôt*
GJ	gigajoules
Hilda Non-Unit	Medicine Hat Hilda Non-Unit
Hilda Unit	Medicine Hat Hilda unit
km	kilomètre
kPa (mano)	pression manométrique en kilopascals
lb/po^2 (mano)	pression manométrique en livres par pouce carré
LCÉE	Loi canadienne sur l'évaluation environnementale
Loi sur l'ONÉ	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
m	mètre
MHCU	Medicine Hat Consolidated Unit
mm	millimètre
NGTL	NOVA Gas Transmission Ltd.
Norme CSA Z662-99	Norme Z662-99 de l'Association canadienne de normalisation intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz*

NPS	diamètre nominal du tuyau (en pouces)
Office ou ONÉ	Office national de l'énergie
PP	Préavis public
RPT-99	*Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*
SCC	Service de conservation de charge
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited

Exposé et comparutions

CONFORMÉMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, qui constitue le chapitre N-7 des Lois révisées du Canada, 1985, dans sa version modifiée, et à ses règlements d'application;

CONFORMÉMENT À la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*, qui constitue le chapitre 37 des Lois du Canada, 1992, dans sa version modifiée, et à ses règlements d'application;

PAR SUITE d'une demande déposée par Petro-Canada, aux termes de la partie III de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, en vue d'obtenir un certificat d'utilité publique l'autorisant à construire un gazoduc et les installations connexes.

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience GH-3-2001.

ENTENDUE à Calgary, en Alberta, le lundi 19 novembre 2001.

DEVANT :

J. S. Bulger	Membre présidant l'audience
R. J. Harrison	Membre
E. Quarshie	Membre

COMPARUTIONS :

R. A. Neufeld S. Lobban R. Miller	Petro-Canada
T. M. Hughes	AEC Suffield Gas Pipeline Inc.
P. Keys	NOVA Gas Transmission Ltd.
B. Prenevost	Ministère de l'Énergie de l'Alberta
A. Hudson	Office national de l'énergie

Chapitre 1

Introduction

Le 25 juillet 2001, Petro-Canada (le demandeur) a présenté une demande à l'Office national de l'énergie (l'Office ou l'ONÉ) pour solliciter :

a) un certificat d'utilité publique, aux termes de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ), l'autorisant à construire un gazoduc dans le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan (gazoduc de Medicine Hat) et à l'exploiter;

b) une ordonnance, aux termes de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ, désignant Petro-Canada en tant que société du Groupe 2 aux fins de la réglementation des droits et du tarif.

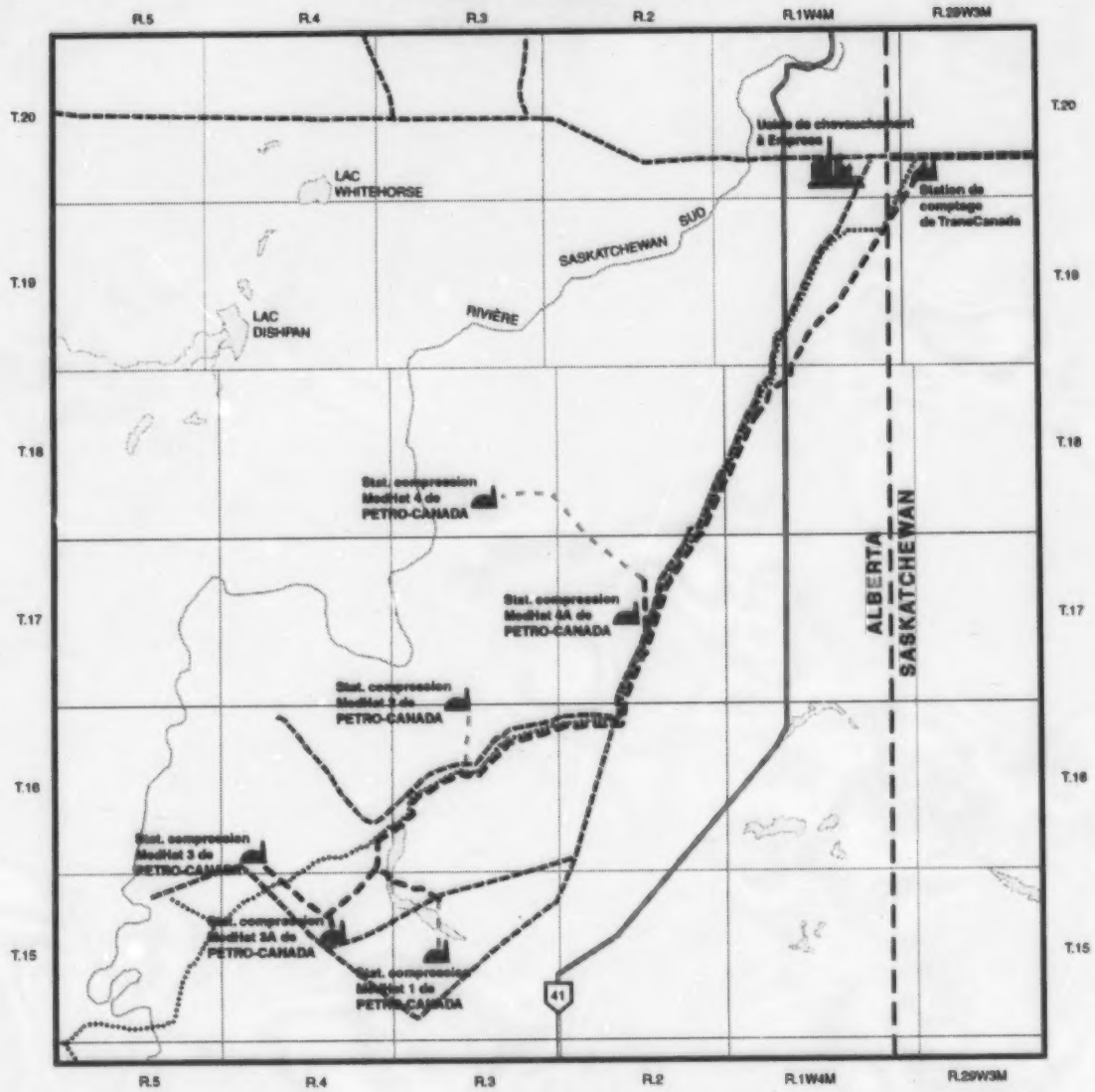
Le gazoduc de Medecine Hat projeté serait constitué d'environ 71,3 km de nouvelles canalisations destinées au transport de gaz naturel, ayant principalement 273,1 mm de diamètre extérieur (d.e.) (NPS 10), ainsi que des installations de commande connexes; il aurait une capacité nominale de transport de 1 500 $10^3m^3/j$ (53 $10^6pi^3/j$). Selon le tracé proposé, le gazoduc débuterait près du côté sud-est du terrain militaire Suffield, en Alberta, et s'étendrait vers le nord-est pour rejoindre le réseau de transport principal de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada), près de Burstall, en Saskatchewan (voir la figure 1-1). Le tracé proposé du gazoduc suit les emprises établies de NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) et d'Alberta Energy Company (AEC) sur la majeure partie de sa longueur. Mis à part de nouveaux latéraux de faible longueur qui se raccorderaient à la partie sud du gazoduc, la seule partie du tracé proposé qui ne longe pas une emprise établie est un tronçon d'environ 14 km de long dans la région des collines Middle Sand Hills, qui passerait dans le canton 19, rangs 1 et 2, coordonnée W4M. Cette déviation du couloir existant d'emprises a été faite à la demande du ministère albertain de l'Agro-alimentaire et du Développement rural afin d'éviter un habitat écologiquement vulnérable.

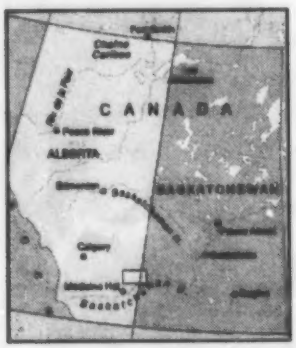
Au moment de déposer sa demande, Petro-Canada proposait de construire le gazoduc de Medicine Hat pendant la période de décembre 2001 à mars 2002, de façon à le mettre en service le 1er mai 2002. Elle estimait le coût en capital du projet à 9,9 millions de dollars. Petro-Canada a par la suite révisé sa demande et changé le calendrier de construction pour la période de septembre 2002 à décembre 2002. La nouvelle date de mise en service serait le 2 janvier 2003 et le coût estimatif des installations proposées s'élèverait à 10,1 millions de dollars.

L'Office a décidé d'examiner la demande dans le cadre d'une audience publique orale et a rendu l'ordonnance d'audience GH-3-2001, le 11 septembre 2001, qui énonçait les instructions régissant le déroulement de l'instance. L'audience s'est tenue à Calgary, le 19 novembre 2001.

En sa qualité d'autorité responsable en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE), l'Office a préparé un rapport d'examen environnemental préalable à l'égard du gazoduc de Medicine Hat, comme l'exigent la LCÉE et sa propre démarche de réglementation.

Figure 1-1
Gazoduc de Medicine Hat





LÉGENDE :

Nouveau gazoduc proposé de Petro-Canada :

Gazoduc existant de Petro-Canada :

Gazoduc d'AEC (approuvé par l'ONÉ en 1998) :

Gazoduc existant de NGTL :

Réseau de TransCanada PipeLines :

Compresseur de Petro-Canada :

Route :

Chapitre 2

Installations et sécurité du gazoduc

2.1 Description des installations et mode de conception

Le gazoduc de Medicine Hat projeté collecterait du gaz naturel déjà traité, sec et non corrosif, de six stations de compression de Petro-Canada situées dans la région de Medicine Hat en Alberta et l'acheminerait à une station de comptage raccordée au réseau de TransCanada près de Burstall, en Saskatchewan. Petro-Canada a indiqué que TransCanada avait convenu de construire la station de comptage à ce point de raccordement et d'en être le propriétaire-exploitant.

Le gazoduc de Medicine Hat a été conçu pour assurer une capacité de transport de 1 500 $10^3m^3/j$ (53 $10^6pi^3/j$) et serait exploité à une pression maximale de service de 8 000 kPa (1 160 lb/po^2) (mano). Le gazoduc s'étendrait sur environ 71,3 km et son tracé longerait un couloir établi d'installations de service public sur la majeure partie du parcours.

La canalisation principale du gazoduc de Medicine Hat aurait 219,1 mm de d.e. (NPS 8) et débuterait près de la station de compression Medicine Hat 3A de Petro-Canada; deux nouveaux latéraux seraient construits dans ce secteur pour l'alimenter. Un premier latéral partant de la station de compression Medicine Hat 3 de Petro-Canada aurait également 219,1 mm de d.e. (NPS 8) et s'étendrait sur environ 3,7 km. Un deuxième latéral débuterait à la station de compression 3A, mesurant 168,3 mm de d.e. (NPS 6) et environ 0,5 km de long.

Un troisième nouveau latéral rejoindrait la canalisation principale environ 4,3 km en aval des deux premiers. Mesurant 114,3 mm de d.e. (NPS 4) et environ 4,5 km de long, il se raccorderait à un gazoduc existant en amont qui dessert actuellement la station de compression Medicine Hat 1 de Petro-Canada. Au point de raccordement de la canalisation principale et du troisième latéral, le diamètre de la canalisation principale serait porté à 273,1 mm de d.e. (NPS 10) pour permettre la réception de plus gros volumes de gaz.

Le quatrième nouveau latéral serait une canalisation de 168,3 mm de d.e. (NPS 6) et d'environ 1,0 km de long, qui acheminerait à la canalisation principale la production de deux compresseurs de Petro-Canada, soit les compresseurs Medicine Hat 4A et 4. Un latéral existant de Petro-Canada, qui est actuellement raccordé à une station de comptage de NGTL, serait également connecté à la canalisation principale pour y acheminer le gaz en provenance de la station de compression Medicine Hat 2 de Petro-Canada. La figure 1-1 représente la carte des installations projetées.

Les installations que propose Petro-Canada débuteraient à la limite des propriétés clôturées sur lesquelles se trouvent ses stations de compression actuelles ou aux connexions à bride avec des latéraux existant de la compagnie. Petro-Canada a souligné que les stations de compression et les latéraux en place continueraient d'être exploités en vertu des licences délivrées par l'Alberta Energy and Utilities Board.

Tous les tubes de canalisation seraient revêtus d'une gaine de polyéthylène et les joints seraient protégés par un manchon thermorétractable de polyéthylène. Le tableau 2-1 fournit les détails sur le diamètre des tubes, l'épaisseur de paroi, la nuance d'acier et la longueur estimative des divers tronçons.

Tableau 2-1
Caractéristiques techniques des tubes

Diamètre extérieur (mm)	Épaisseur de paroi (mm)	Nuance	Longueur (m)
273,1	52,0	359 cat. 1	47 000
273,1	64,0	359 cat. 1	10 200
219,1	40,0	359 cat. 1	8 000
168,3	32,0	359 cat. 1	1 550
114,3	32,0	359 cat. 1	4 500
Total			**71 250**

Outre les installations décrites ci-dessus, le gazoduc de Medicine Hat serait doté d'un système de protection cathodique à courant imposé et d'un séparateur biphasé, qui serait placé en aval du dernier point de réception sur la canalisation principale, près de la station de compression Medicine Hat 4A. Petro-Canada a souligné que le séparateur serait conçu pour retirer tous contaminants liquides susceptibles de se trouver dans le flux gazeux provenant des stations de compression.

Petro-Canada a indiqué qu'elle surveillerait l'exploitation du gazoduc de Medicine Hat au moyen d'un système de télésurveillance muni de dispositifs d'alarme, qui serait installé dans chacune des six stations de compression. La surveillance serait continue et les avertisseurs d'alarme seraient opérationnels 24 heures sur 24, tous les jours de la semaine. Petro-Canada a ajouté que toutes les stations de compression alimentant le gazoduc proposé sont dotés de vannes d'arrêt d'urgence.

Petro-Canada propose de commencer la construction des installations en septembre 2002 en vue de les mettre en service en janvier 2003. Elle évalue à 10,1 millions de dollars le coût en capital estimatif des installations projetées.

2.2 Sécurité sur le plan de la construction et de l'exploitation

Petro-Canada a affirmé que les installations projetées seraient conçues, construites et exploitées de manière à respecter pleinement ou à dépasser les exigences du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* de l'ONÉ (RPT-99), les prescriptions de la norme Z662-99 de l'Association canadienne de normalisation intitulée *Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz* (norme CSA Z662-99), de même que tous les devis, normes et codes pertinents incorporés par renvoi dans ces normes.

Petro-Canada a également déclaré qu'elle entendait élaborer et mettre en place des procédures d'inspection et d'assurance de la qualité, et qu'elle les soumettrait à l'Office avant d'entamer la

construction. Le programme d'inspection et de vérification de l'exploitation et de l'entretien serait détaillé dans le manuel d'exploitation et d'entretien de Petro-Canada. Les modalités du programme d'inspection durant la construction seraient présentées dans un document distinct avant le début de la construction, conformément à l'article 53 du RPT-99. Petro-Canada présenterait également un manuel des mesures d'urgence dans lequel il serait traité des conséquences potentielles sur les résidents de la région et des mesures d'atténuation à prendre en cas d'urgence.

Dans une réponse complémentaire à des demandes de renseignements, Petro-Canada a expliqué plus en détail comment elle se conformerait aux exigences de l'article 4 du RPT-99 en utilisant divers manuels[1] comme moyens d'assurer la conformité. Elle a aussi présenté l'élément 3 de son programme de gestion globale des pertes (Total Loss Management Program), qui expose le programme de gestion des changements établi en application de l'article 6 du RPT-99.

Opinion de l'Office

Sous réserve des conditions énoncées ci-après, l'Office est convaincu que les installations projetées seraient conçues, construites et exploitées en conformité avec la Loi sur l'ONÉ, le RPT-99, la norme Z662-99 et les autres codes de réglementation pertinents.

L'Office assortira tout certificat qu'il pourrait délivrer d'une condition exigeant que Petro-Canada lui présente, 14 jours avant d'entamer la construction du gazoduc de Medicine Hat ou de le mettre en service, divers documents qui sont prescrits dans le RPT-99. Plus précisément, Petro-Canada serait tenue de déposer (i) un programme d'assurance de la qualité, (ii) un programme d'inspection durant la construction, (iii) un programme de sécurité pendant la construction, (iv) un programme d'assemblage sur le chantier, (v) un programme d'essai sous pression et (vi) un manuel des mesures d'urgence. En outre, Petro-Canada s'est engagée à soumettre à l'Office, à titre de renseignements à considérer comme confidentiels en vertu de l'article 16.1 de la Loi sur l'ONÉ, sa norme d'exploitation et d'entretien des pipelines et son cahier des charges des installations gazières et pétrolières de l'Ouest canadien.

---

1 Ceux-ci comprennent les manuels des procédures EXCEL Alliance (volumes 1, 2 et 3), la norme d'exploitation et d'entretien des pipelines de Petro-Canada (*Pipeline Operations and Maintenance Standard*), le manuel PIPAR 99, le cahier des charges des installations gazières et pétrolières de l'Ouest canadien (Western Canada Oil & Gas Facilities Specifications) et ses normes nationales de gestion globale des pertes (Total Loss Management - National Standards).

Chapitre 3

Questions foncières, environnementales et socio-économiques

3.1 Description du tracé

Le tracé proposé du gazoduc de Medicine Hat s'étendrait en majeure partie le long des emprises établies de pipelines et de lignes de transport d'électricité.

Voici certains des critères qui ont gouverné le choix du tracé entre les points de contrôle établis :

- utiliser au maximum les perturbations linéaires existantes (chemins, pipelines, lignes d'électricité);
- éviter autant que possible de faire passer le tracé dans des prairies naturelles intactes;
- éviter autant que possible les zones humides permanentes et les zones saisonnières étendues;
- éviter les éléments archéologiques ou paléontologiques connus;
- réduire au minimum les conflits potentiels avec des espèces sauvages protégées ou des espèces qui posent des problèmes de gestion;
- éviter les plantes rares et les communautés végétales uniques répertoriées;

Le tracé proposé du gazoduc débuterait dans le rang 4 du canton 15, coordonnée W4M, en Alberta, et s'étendrait vers le nord-est pour rejoindre le réseau de TransCanada, près de Burstall, en Saskatchewan. À son extrémité nord, près des rangs 1 et 2 du canton 19, coordonnée W4M, le tracé proposé dévierait pendant 14 km du couloir existant de services publics, là où celui traverse la région des collines Middle Sand Hills.

3.2 Besoins en terrains

Petro-Canada a indiqué qu'il lui faudrait une emprise permanente de 15 m de large et une aire de travail temporaire contiguë de 5 m pour exécuter les travaux de construction. En outre, des aires de travail supplémentaires seraient requises pour entreposer la terre végétale et les déblais à tous les croisements de routes, de cours d'eau, de zones humides et d'installations de tiers, ainsi que dans les courbes à angle aigu et aux endroits qui exigent du nivellement. La majeure partie du tracé proposé du gazoduc suit les emprises établies de NGTL et d'AEC. Mis à part de nouveaux latéraux de faible longueur qui se raccorderaient à la partie sud du gazoduc, la seule partie du tracé proposé qui ne longe pas une emprise établie est un tronçon d'environ 14 km de long dans la région des collines Middle Sand Hills, qui passerait dans le canton 19, rangs 1 et 2, coordonnée W4M.

Petro-Canada avait indiqué à l'origine qu'aux endroits où le gazoduc proposé serait contigu à une emprise existante, elle utiliserait jusqu'à 8 m de la zone déjà perturbée en tant qu'aire de travail temporaire. Petro-Canada a ensuite fait savoir qu'elle n'avait plus l'intention d'utiliser les emprises adjacentes comme aires de travail temporaires et qu'elle avait tout lieu de croire qu'une emprise de 15 m lui suffirait pour mener les travaux de construction.

3.3 Consultation publique

Petro-Canada a mené un programme de consultation publique pour s'assurer que toutes les parties qui étaient intéressées par le gazoduc proposé, ou touchées par celui-ci, puissent participer à la conception du projet. Le programme de consultation publique exigé suivant les *Directives concernant les exigences de dépôt* (Directives) de l'Office a pour but d'informer le public sur le projet, d'obtenir son avis concernant le choix du tracé, ainsi qu'au chapitre de l'évaluation des effets environnementaux et des répercussions socio-économiques, et de cerner et résoudre les problèmes et les préoccupations des parties susceptibles d'être touchées par le projet.

Petro-Canada a souligné que son programme de consultation publique visait les objectifs suivants :

- mener un processus transparent et bien documenté;
- faire en sorte que toutes les parties intéressées ou susceptibles d'être touchées par le projet soient renseignées sur celui-ci dans des délais opportuns;
- offrir au public des moyens simples, efficaces et conviviaux d'obtenir de l'information, de faire connaître son point de vue et de participer activement au projet;
- garantir que le public participe à l'inventaire et à la résolution des problèmes et des préoccupations tout au long du projet;
- oeuvrer avec les parties intéressées à résoudre les problèmes et les préoccupations soulevés.

Petro-Canada a remis des avis concernant le projet, en personne, à quelque 40 propriétaires fonciers et occupants de terres franches et de terres publiques provinciales qui étaient directement touchés par le tracé proposé du gazoduc, à toutes les municipalités faisant partie de la zone socio-économique où le projet se déroulerait ainsi qu'aux principaux organismes de réglementation et groupes environnementalistes. Petro-Canada a également prévenu d'autres groupes environnementalistes et organismes de régie, par la poste et, dans bien des cas, par téléphone. Le public a été prévenu de l'assemblée porte ouverte sur le projet au moyen d'annonces publiées dans trois journaux locaux (Medicine Hat, Maple Creek et Leader, les 6 et 13 novembre 2000). L'assemblée porte ouverte s'est tenue le 15 novembre 2000 à Schuler, en Alberta. Petro-Canada a choisi cet endroit à cause de sa proximité du tracé proposé du pipeline. Petro-Canada a fourni sa trousse d'information à tous les propriétaires et occupants vivant le long de l'emprise proposée, aux municipalités dans la région immédiate du projet, à un certain nombre d'organismes environnementalistes non gouvernementaux en Alberta et en Saskatchewan ainsi qu'aux personnes présentes à l'assemblée porte ouverte.

Conformément aux Directives, Petro-Canada a mené un programme de consultation publique afin d'informer la population sur le projet et d'obtenir son avis au chapitre du choix du tracé et de l'évaluation des incidences environnementales et répercussions socio-économiques du projet. Dans sa demande et des documents déposés ultérieurement, Petro-Canada a fait état des problèmes et préoccupations soulevés par le public et s'est engagée à les résoudre.

Petro-Canada donnera aux propriétaires fonciers ayant des terres en culture un avis d'au moins deux semaines avant le début de la construction afin de ne pas déranger leurs activités agricoles ou de réduire les impacts sur celles-ci. Petro-Canada s'est engagée à aménager des passages entre les tubes disposés le long du tracé, les andains de déblais/terre végétale et les fossés ouverts pour faciliter la poursuite des travaux agricoles quotidiens.

Petro-Canada s'est également engagée à continuer de fournir des renseignements sur le projet aux parties qui le demandent ainsi qu'aux personnes qui sont susceptibles d'être touchées par le projet ou qui s'y intéressent. La compagnie continuera aussi de consulter les propriétaires fonciers et les occupants, les organismes de réglementation, les groupes environnementalistes et les intervenants directement touchés par le projet pour veiller à résoudre les problèmes et les préoccupations, et à atténuer les effets éventuels.

Opinion de l'Office

L'Office trouve acceptables les critères de sélection du tracé que Petro-Canada a mis de l'avant. Il estime également que la démarche que la compagnie a adoptée pour choisir le tracé a permis de définir un tracé général approprié pour le gazoduc.

L'Office a pris en considération les effets éventuels de la construction du gazoduc sur les propriétaires fonciers touchés, y compris la superficie requise en tant que servitudes permanentes et aires de travail temporaires. Il estime que l'évaluation que Petro-Canada a faite des besoins en servitudes et en aires de travail temporaires est raisonnable et justifiée.

3.4 Questions environnementales

L'Office a examiné les questions environnementales que soulève le projet de gazoduc de Medicine Hat, conformément à la Loi sur l'ONÉ et à la LCÉE. En sa qualité d'autorité responsable, il a préparé un rapport d'examen environnemental préalable suivant le paragraphe 18(1) de la LCÉE. Aucune autre autorité responsable n'a été identifiée pour ce projet. Cependant, Environnement Canada, suivant le paragraphe 12(3) de la LCÉE, a fourni des renseignements spécialisés au sujet du gazoduc proposé. Petro-Canada a subséquemment répondu aux commentaires d'Environnement Canada et ceux-ci ont été incorporés dans le rapport d'examen environnemental préalable.

Le rapport d'examen environnemental préalable renferme de l'information concernant l'évaluation des effets environnementaux, les mesures d'atténuation proposées, le cas échéant, et les conditions relatives à l'environnement qu'il convient d'inclure dans tout certificat qui serait délivré à l'égard du projet. Le rapport aborde également la question de la consultation du public.

Selon les instructions sur le déroulement de l'instance GH-3-2001, les parties qui désiraient recevoir une copie du rapport d'examen environnemental préalable pour le commenter étaient priées de communiquer avec le secrétaire de l'Office avant la fin de la partie orale de l'audience. Une seule partie, Environnement Canada, a demandé une copie du rapport aux fins d'étude. L'Office a envoyé le rapport à Petro-Canada et à Environnement Canada pour obtenir leurs commentaires à son sujet. Le public peut obtenir des copies du rapport, sur demande, en s'adressant au Bureau des publications de l'Office.

Opinion de l'Office

L'Office a examiné le rapport d'examen environnemental préalable et les commentaires reçus à son sujet et juge que, compte tenu de la mise en oeuvre des mesures d'atténuation proposées par Petro-Canada, et de celles qui sont énoncées dans les conditions ci-jointes (voir l'annexe II), le gazoduc de Medicine Hat n'est pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants. Cela représente une décision aux termes de

l'alinéa 20(1)*a)* de la LCÉE, laquelle décision été rendue avant de prendre une décision suivant la partie III de la Loi à l'égard des installations visées par la demande.

3.5 Questions socio-économiques

Petro-Canada a indiqué que, dans l'ensemble, le gazoduc de Medicine Hat aurait des effets positifs sur la vie socio-économique des collectivités dans lesquelles le projet se déroulerait. Plus particulièrement, Petro-Canada s'attend à ce que le projet ait les retombées suivantes :

- fournir de l'emploi à 70 travailleurs en moyenne au cours de la période de construction de trois mois, 25 à 70 p. 100 de ces travailleurs étant de la région;
- contribuer 1,6 million de dollars en revenus d'emploi pendant la période de construction;
- profiter aux entreprises locales grâce à l'augmentation des dépenses de construction;
- fournir aux deux municipalités locales plus de 4,6 millions de dollars en cotisations fiscales supplémentaires;
- rehausser la viabilité à long terme des réserves gazières de Petro-Canada à Medicine Hat en réduisant les coûts de transport du gaz.

Petro-Canada a aussi souligné que le fait d'accroître les possibilités d'exportation, d'offrir une autre solution de rechange pour la livraison du gaz et de réduire les coûts de livraison occasionnés aux expéditeurs permettrait de prolonger la vie utile des puits gaziers de la région, et favoriserait ainsi le maintien des possibilités d'emploi et d'autres avantages économiques.

Petro-Canada a relevé un certain nombre d'incidences socio-économiques éventuelles, qui seraient toutes sans gravité et pourraient être atténuées. La demande maximale de locaux d'hébergement commerciaux représenterait 8 p. 100 des locaux disponibles; la main-d'oeuvre du projet ferait augmenter temporairement la population locale de 0,1 p. 100; et les travaux de construction accroîtraient de 8 p. 100 la circulation sur la route 41 entre Medicine Hat et les divers tronçons de construction. Petro-Canada amoindrirait ces effets en favorisant l'embauche de travailleurs locaux, en établissant un point de rassemblement commun à Medicine Hat, où le taux d'inoccupation des locaux d'hébergement commerciaux est supérieur en dehors de la saison estivale, et en exigeant que les entrepreneurs obtiennent des permis pour utiliser les chemins pendant la construction.

Conformément à la LCÉE, l'Office a également examiné les effets socio-économiques indirects découlant des changements à l'environnement, y compris les effets éventuels sur le piégeage et l'agriculture. Ces effets sont traités dans le rapport d'examen environnemental préalable établi aux termes de la LCÉE, dont il est question dans la section qui précède.

Opinion de l'Office

L'Office constate que les incidences socio-économiques mineures qui ont été relevées dans le rapport d'examen environnemental préalable établi aux termes de la LCÉE seront atténuées et que le projet cadre bien avec l'économie locale. L'Office juge que les effets socio-économiques du projet sont bénéfiques dans l'ensemble.

Chapitre 4

Questions financières et forme de réglementation

4.1 Questions financières

Dans sa demande, Petro-Canada a indiqué que le coût du gazoduc proposé s'élèverait à environ 10,1 millions de dollars et qu'elle assumerait tout risque financier connexe. Elle a également précisé que les coûts de construction seraient financés intégralement au moyen de ressources internes. Aucune préoccupation n'a été soulevée au sujet de questions financières au cours de l'instance GH-3-2001.

4.2 Droits et tarifs

Petro-Canada avait proposé au départ d'offrir des services à des tiers, mais elle a indiqué subséquemment qu'elle n'avait pas décidé si elle percevrait des droits des tiers expéditeurs ou si elle leur offrirait une participation dans le gazoduc. Par la suite, Petro-Canada a fait savoir qu'il n'y aurait pas de tiers expéditeurs, car elle achèterait le gaz et l'expédierait pour son propre compte.

NGTL a soutenu que, suivant le paragraphe 60(2) de la Loi sur l'ONÉ, Petro-Canada est tenue de déposer un droit si elle a l'intention d'expédier son propre gaz. NGTL a également souligné que l'Office devrait obliger Petro-Canada à déposer des copies de tous contrats d'achat ou de vente de gaz qu'elle pourrait conclure. De cette façon, l'Office pourrait s'assurer que les droits présumés, au sens du paragraphe 72(3) de la Loi sur l'ONÉ, seraient conformes à l'article 62 de la Loi sur l'ONÉ et qu'ils seraient exigés de tous pour tout service de transport offert dans des circonstances et des conditions essentiellement similaires.

Petro-Canada a réitéré qu'elle avait l'intention d'expédier le gaz pour son propre compte et qu'elle ne percevrait pas de droits. Elle a affirmé qu'elle déposerait un droit ou un tarif avant d'expédier du gaz pour le compte de tiers.

4.3 Forme de réglementation

Petro-Canada a demandé que l'Office la considère comme une société du Groupe 2 aux fins de la réglementation des droits et des tarifs du gazoduc de Medicine Hat. Aucune des parties ne s'est opposée à cette demande au cours de l'instance.

Opinion de l'Office

À la lumière des renseignements financiers déposés, l'Office a établi que Petro-Canada est en mesure de financer le projet proposé.

L'Office constate que Petro-Canada a l'intention d'expédier uniquement son propre gaz par le gazoduc de Medicine Hat et qu'elle ne percevra pas de droits. Par conséquent, l'Office ne voit aucune raison de lui demander de déposer des copies de ses contrats d'achat et de vente de gaz. Si, dans le futur, des tiers se montraient intéressés à expédier

du gaz sur le gazoduc de Medicine Hat, l'Office exigerait que Petro-Canada dépose un tarif.

Compte tenu de l'envergure du projet de gazoduc, l'Office juge que la méthode de réglementation applicable au Groupe 2 convient dans le cas de Petro-Canada. Par conséquent, pour les besoins administratifs, Petro-Canada sera réglementée comme une société du Groupe 2, conformément aux dispositions du *Protocole sur la réglementation des sociétés du Groupe 2*, publié par l'Office le 6 décembre 1995. En outre, étant donné que Petro-Canada a laissé savoir qu'il n'y aurait pas de tiers expéditeurs dans un avenir immédiat, l'Office, en vertu du paragraphe 129(1.1) de la Loi sur l'ONÉ, exempte Petro-Canada de l'obligation de déposer ses états financiers vérifiés jusqu'au moment où elle envisagera de percevoir des droits ou jusqu'à ce que des changements notables surviennent du point de vue de l'exploitation du gazoduc, circonstances dont Petro-Canada serait tenue d'aviser l'Office. En pareil cas, l'Office pourrait être amené à revoir l'exemption accordée quant au dépôt d'états financiers vérifiés.

Chapitre 5

Approvisionnement, marchés, faisabilité économique et intérêt public

5.1 Aperçu

Petro-Canada a présenté sa demande de certificat d'utilité publique aux termes de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ, qui énonce les obligations de l'Office du point de vue de l'examen d'une demande. L'article prescrit ce qui suit :

> Sous réserve de l'agrément du gouverneur en conseil, l'Office peut, s'il est convaincu de son caractère d'utilité publique, tant pour le présent que pour le futur, délivrer un certificat à l'égard d'un pipeline; ce faisant, il tient compte de tous les facteurs qu'il estime pertinents, et notamment de ce qui suit :
>
> *a)* l'approvisionnent du pipeline en pétrole ou gaz;
> *b)* l'existence de marchés, réels ou potentiels;
> *c)* la faisabilité économique du pipeline;
> *d)* la responsabilité et la structure financières du demandeur et les méthodes de financement du pipeline ainsi que la mesure dans laquelle les Canadiens auront la possibilité de participer au financement, à l'ingénierie ainsi qu'à la construction du pipeline;
> *e)* les conséquences sur l'intérêt public que peut, à son avis, avoir sa décision.

Les questions intéressant la conception des installations (chapitre 2), les questions foncières, environnementales et socio-économiques (chapitre 3) et les questions financières (chapitre 4) sont traitées dans des parties antérieures des motifs de décision. Le présent chapitre examine les autres points mentionnés à l'article 52, à savoir : l'approvisionnement (paragraphe *a)*), les marchés (paragraphe *b)*), la faisabilité économique (paragraphe *c)*) et les autres questions pertinentes concernant l'intérêt public (paragraphe *e)*). Nous présenterons d'abord les commentaires généraux que Petro-Canada et NGTL ont formulés au sujet de l'application de l'article 52 par l'Office.

Selon Petro-Canada, l'article 52 fournit un certain nombre de balises indiquant les éléments dont on devrait tenir compte pour établir si un projet satisfait aux critères relatifs à l'intérêt public. Les réponses à toutes ces questions ou sous-questions sont censées façonner la réponse finale à la question de savoir si la proposition va dans le sens de l'intérêt public. Petro-Canada a soutenu que le gazoduc de Medicine Hat répond à tous les critères dont l'Office tient normalement compte lorsqu'il évalue une demande présentée aux termes de l'article 52.

NGTL a soutenu que le gazoduc de Medicine Hat ne devrait pas être approuvé. Elle a argué que, dans un milieu réglementé, il faut, selon elle, imposer des limites raisonnées à l'égard des ajouts de capacité pour garantir la protection et la promotion des politiques et questions générales d'intérêt public. NGTL a fait valoir que l'Office, par ses décisions passées concernant d'autres cas de contournement, avait établi

certains paramètres qui lui avaient servi de critères pour approuver les demandes en question. Selon NGTL, ces paramètres établissaient les seuils d'acceptabilité à utiliser dans l'évaluation de futurs projets.

NGTL estime que les circonstances de la demande visant le gazoduc de Medicine Hat forcent les limites des seuils d'acceptabilité. À son avis, les faits de l'espèce sont un peu moins solides et moins convaincants que ceux qui ont permis à ces projets antérieurs d'être approuvés. NGTL a souligné que, si l'Office approuve le gazoduc de Medicine Hat, cela reviendra essentiellement à abaisser les normes établies qui régissent l'approbation des ajouts de capacité.

5.2 Approvisionnement

Petro-Canada a indiqué que, sur le plan de l'approvisionnement, le projet de gazoduc comptera sur la production de cinq propriétés productrices que Petro-Canada exploite dans la région de Medicine Hat. Les cinq propriétés portent les noms suivants : projet Medicine Hat n°1, projet Medicine Hat n° 2, Medicine Hat Hilda Unit (Hilda Unit), Medicine Hat Hilda Non-Unit (Hilda Non-Unit) et Medicine Hat Consolidated Unit (MHCU). Les projets n° 1 et n° 2 et la propriété Hilda Non-Unit appartiennent à Petro-Canada à cent pour cent, tandis que les propriétés Hilda Unit et MHCU lui appartiennent à 82 et 41 p. 100, respectivement. Quatre tierces parties détiennent le reste des droits de propriété; il s'agit de Ressources Gulf Canada Limitée, de la succession de H.T. Hargrave, de Pétrolière Impériale Ressources Limitée et de Mayfair Energy Ltd.

Selon les estimations de Petro-Canada, les réserves restantes des cinq propriétés se chiffraient au 31 décembre 1999 à 6 046 10^6m^3 (213,4 10^9pi^3), et son intérêt économique direct dans ces propriétés correspondait à 4 694 10^6m^3 (166 10^9pi^3) de l'ensemble. Le demandeur s'attend à ce que les réserves s'accroissent de quelque 3 374 10^6m^3 (119 10^9pi^3) au cours des cinq années subséquentes, compte tenu de la croissance moyenne prévue en Alberta. D'après ses estimations, la production totale des cinq propriétés atteindrait environ 1 500 $10^3m^3/j$ (53 $10^6pi^3/j$) durant l'année 2002, serait constante jusqu'en 2006 et baisserait par la suite pour atteindre environ 336 $10^3m^3/j$ (12 $10^6pi^3/j$) en 2021. L'intérêt économique direct de Petro-Canada équivaut à environ 60 p. 100 de cette production.

Il ressort de l'analyse de Petro-Canada que d'autres projets de mise en valeur seront nécessaires sur les deux propriétés Hilda pour optimiser la récupération des hydrocarbures dans cette région. Petro-Canada a bon espoir que d'autres forages sur ces propriétés permettront d'ajouter aux réserves et de prolonger la vie des gisements.

5.3 Marchés et contrats de service de transport

Petro-Canada a affirmé que le gaz qu'elle possède dans la région de Medicine Hat est actuellement acheminé vers les marchés par les réseaux de NGTL et de TransCanada, et qu'il continuerait d'être expédié vers les mêmes marchés si le gazoduc de Medicine Hat était construit. En outre, la croissance soutenue des marchés ainsi que la demande dans les régions desservies par le réseau de TransCanada et les pipelines en aval interconnectés à celui-ci fournissent la garantie qu'il existe, et qu'il continuera d'exister, un besoin à long terme pour le gaz que le gazoduc de Medicine Hat serait appelé à transporter. Aucune des parties n'a contesté l'existence de marchés.

NGTL a fait valoir que le projet de gazoduc de Medicine Hat diffère d'autres demandes visant des pipelines de contournement parce qu'il ne s'appuie sur aucun contrat de transport à long terme, et qu'il n'y en aura vraisemblablement pas à l'avenir non plus. Il s'ensuit que l'Office n'a pas en main la preuve, traditionnellement acceptée, que le gazoduc sera utilisé à un niveau raisonnable et que les frais liés à la demande seront payés pendant sa vie économique.

NGTL a également soutenu qu'une preuve définitive n'avait pas été fournie au sujet de la disponibilité de volumes de tiers pour alimenter le gazoduc de Medicine Hat. Elle a rappelé que Petro-Canada espérait prendre des arrangements pour acheter les volumes de tiers, mais que les négociations n'étaient pas terminées. Petro-Canada a déclaré que les ententes d'achat de gaz avec de tiers expéditeurs sont sur le point d'aboutir et qu'elle n'envisage aucun problème à finaliser le processus.

Petro-Canada s'est dite disposée à financer et à payer elle-même le gazoduc de Medicine Hat et, selon l'avis du demandeur, cela représente une bien meilleure preuve de la nécessité du gazoduc que le fait de conclure une entente de service de transport de 15 ou 20 ans avec une entreprise de commercialisation affiliée.

5.4 Faisabilité économique

Selon Petro-Canada, la question de la faisabilité économique du gazoduc de Medicine Hat ne se pose même pas. Les économies annuelles qu'elle réaliserait en construisant le gazoduc de Medicine Hat seraient de l'ordre de 4,2 à 4,7 millions de dollars, comparativement à ce qu'il lui en coûte pour expédier le gaz sur le réseau de NGTL. De plus, Petro-Canada estimait que ses économies annuelles par rapport aux coûts d'expédition sur le gazoduc South Suffield d'AEC se situeraient entre 100 000 $ et 600 000 $. Qui plus est, pour rendre l'option du gazoduc d'AEC réalisable, il lui aurait fallu engager des dépenses considérables, y compris des frais de 2,5 millions de dollars pour l'installation de compresseurs et de 1,2 million pour l'aménagement de raccords, sans compter les coûts associés aux temps d'arrêt ou les pertes de production.

NGTL doutait que Petro-Canada puisse réaliser les économies qu'elle projetait faire en construisant le gazoduc de Medicine Hat, puisqu'elle est liée jusqu'en novembre 2006 par des contrats de services de réception garantie sur le réseau de NGTL correspondant à plus de 376 $10^3m^3/j$ (13 $10^6pi^3/j$). En outre, Petro-Canada détient également sur le réseau de NGTL, à fins d'exportation, des contrats de services de livraison garantie à Empress totalisant un volume quotidien de 44 000 GJ, parmi lesquels se trouvent des contrats totalisant 16 700 GJ par jour qui ne viendront pas à échéance avant novembre 2008.

Petro-Canada a répondu qu'elle a l'intention de transférer les contrats de services de réception de 376 $10^3m^3/j$ (13 $10^6pi^3/j$) ailleurs dans la région visée par le projet. Pareil transfert est autorisé en vertu du tarif de NGTL et s'inscrirait dans le programme mensuel d'optimisation du transport de Petro-Canada. En outre, Petro-Canada a affirmé qu'elle disposait d'une gamme de modalités d'approvisionnement à Empress et qu'en raison de ses efforts continus de commercialisation, il y aurait toujours un certain décalage dans son portefeuille entre les contrats de livraison à l'exportation et les contrats de réception garantie.

5.5 Autres questions d'intérêt public

5.5.1 Concurrence

Petro-Canada a soutenu que l'avènement du gazoduc de Medicine Hat favoriserait la création d'un marché vraiment fonctionnel de transport du gaz, ajoutant qu'il était conforme à l'intérêt public de permettre l'existence d'un marché fonctionnel et qu'il faudrait encourager les nouveaux-venus à y prendre place. Petro-Canada a souligné que la concurrence fait baisser les coûts de transport, et que des coûts moins élevés ont pour effet d'encourager l'effort de forage et de prolonger la vie des réserves, ce qui profite aux producteurs, aux gouvernements qui touchent des redevances et, finalement, aux consommateurs.

Selon l'avis de Petro-Canada, réagir à des droits « intenables » en construisant le gazoduc proposé est une réponse à la fois compétitive et axée sur les forces du marché. La réaction du client qui quitte NGTL parce que ses besoins raisonnables ne sont pas satisfaits est un signe de pure concurrence qui témoigne du bon fonctionnement du marché.

NGTL a soutenu que la demande de Petro-Canada ne tient pas à un besoin véritable de favoriser plus de concurrence dans la région ou d'élargir les choix offerts aux clients sur le plan du transport; selon elle, la demande est motivée par une question de prix, rien de plus. Selon l'opinion de NGTL, Petro-Canada veut construire les installations proposées simplement pour pouvoir acheminer son gaz à un coût moindre qu'elle ne peut le faire sur le réseau de NGTL.

5.5.2 Double emploi possible avec des installations en place et conséquences commerciales

NGTL a déclaré que le gazoduc de Medicine Hat ne fournirait pas une capacité de transport supplémentaire à partir du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien étant donné qu'il fait physiquement double emploi avec les installations existantes de NGTL. Le gazoduc déplacerait des volumes transportés sur les installations existantes de NGTL, lesquelles, selon NGTL, ont été conçues, approuvées et construites expressément pour expédier les volumes en question. NGTL a déclaré que les autres expéditeurs utilisant le réseau de NGTL auraient à assumer les coûts découlant des pertes de revenus connexes. NGTL a souligné que tous les volumes comptent, aussi petits soient-ils, et que l'Office ne pouvait établir avec certitude si le déplacement de volumes serait de courte ou de longue durée.

NGTL s'est demandée si cela était conforme à l'intérêt public qu'une partie construise un pipeline de contournement, qui est physiquement superflu, sans autre motif que pour réduire ses propres coûts de transport sur le pipeline en place. NGTL a souligné que, ironiquement, la majeure partie du gazoduc de Medicine Hat s'étendrait le long du gazoduc South Suffield existant d'AEC, qui est lui-même un pipeline de contournement du réseau de NGTL que l'Office a approuvé suivant ses Motifs de décision GH-2-98[1]. L'objectif premier du gazoduc d'AEC était de promouvoir la concurrence et d'offrir un plus grand choix aux clients; or, a laissé entendre NGTL, la position de Petro-Canada en l'espèce consiste à dire que les services d'AEC ne sont pas assez concurrentiels. Petro-Canada préfère construire un autre gazoduc, qui passerait essentiellement dans le même couloir que celui qu'empruntent les installations de NGTL et ceux d'AEC.

---

1 AEC Suffield Gas Pipeline Inc., GH-2-98, Motifs de décision datés d'août 2000.

NGTL a affirmé qu'il est insensé de continuer d'ajouter de petits pipelines, qui sont tous conçus pour les mêmes fins matérielles, et qu'une telle prolifération des installations ne saurait servir la cause de l'utilité publique. NGTL a fait remarquer que Petro-Canada avait elle-même reconnu qu'un seul pipeline de grand diamètre entre deux point déterminés présente des gains d'efficience et des économies d'échelle par rapport à plusieurs petites canalisations reliant ces deux mêmes points.

NGTL a avancé qu'offrir un service de conservation de charge (SCC) pour contrer un projet de contournement concurrentiel n'était pas forcément une option toute simple. Elle a souligné qu'elle ne peut pas offrir un tarif spécial à tout un chacun, car certaines normes et certains critères doivent être respectés. NGTL doit traiter chaque circonstance au cas par cas. Elle n'avait pas réussi à trouver une solution commerciale dans le cas des gazoducs North Suffield et South Suffield d'AEC. NGTL a souligné que si elle avait pu offrir à AEC des taux SCC, d'autres expéditeurs dans la région, y compris Petro-Canada, auraient tôt fait d'exiger le même traitement pour un service similaire.

Petro-Canada a soutenu qu'il n'y a aucune indication que le gazoduc de Medicine Hat aurait d'éventuelles conséquences commerciales sur NGTL. De plus, on ne sait pas quelle proportion de la perte de revenus serait absorbée par NGTL et laquelle serait assumée par ses clients. NGTL pourrait être complètement à l'abri des pertes associés au fait que Petro-Canada expédie son propre gaz si le faible impact sur les droits (de l'ordre de la troisième décimale) était transféré directement à tous ses clients. Petro-Canada a fait remarquer qu'aucun des clients de NGTL ne s'était opposé aux installations projetées.

Petro-Canada a souligné que si NGTL souhaite réagir à sa proposition en lançant des discussions sur un SCC ou un autre arrangement, elle est libre de le faire. Petro-Canada a noté que l'Office avait déjà mentionné que NGTL dispose d'outils pour réagir à des propositions comme le projet de Medicine Hat et que, dans le cas contraire, elle peut s'en remettre à l'organisme de réglementation pour se doter de tels outils. Jusqu'à présent, NGTL n'a pas proposé de réponse concurrentielle.

Petro-Canada a expliqué qu'elle avait négocié activement un taux SCC et même offert d'acheter à NGTL les installations nécessaires, au coût d'option de 10,1 millions de dollars que représente le projet de gazoduc de Medicine Hat. Petro-Canada a affirmé qu'elle avait aussi examiné la possibilité d'expédier son gaz par le gazoduc South Suffield d'AEC, mais que la capacité disponible n'y était pas suffisante. En outre, pour utiliser le gazoduc d'AEC, il lui aurait fallu engager les coûts mentionnés à la section 5.4. Dans l'ensemble, ces coûts, ajoutés au droit de 0,104 $/GJ qu'exige AEC, faisaient en sorte qu'il serait moins économique d'utiliser le gazoduc South Suffield d'AEC que de construire le gazoduc de Medicine Hat.

Opinion de l'Office

L'Office est convaincu que Petro-Canada dispose d'un approvisionnement suffisant pour alimenter les installations projetées. L'Office convient également du fait que les économies qu'entraîneraient les nouvelles installations permettraient à Petro-Canada d'optimiser la récupération des réserves sur les propriétés qui sous-tendent sa proposition, voire d'ajouter aux réserves de la région. Même si la démarche que Petro-Canada a employée pour estimer la croissance des réserves donne une estimation qui pourrait s'avérer trop élevée, compte tenu des données historiques des diverses propriétés, sa méthode d'estimation de la production future dans la région était, quant à

elle, prudente. Tout compte fait, l'Office accepte la position de Petro-Canada selon laquelle il y aura un approvisionnement suffisant pendant la durée du projet.

Le gaz transporté par le gazoduc de Medicine Hat approvisionnerait des marchés existants dans l'Est du Canada et aux État-Unis, régions où l'on prévoit une croissance soutenue des marchés. Par conséquent, l'Office juge que le gazoduc de Medicine Hat aura assez de marchés à desservir pour soutenir l'utilisation des installations projetées pendant la durée du projet.

L'Office constate que Petro-Canada destine au gazoduc de Medicine Hat 822 $10^3m^3/j$ (29 $10^6pi^3/j$) de gaz dont elle est propriétaire et qu'elle a indiqué que des ententes d'achat de gaz pour un volume de 680 $10^3m^3/j$ (24 $10^6pi^3/j$) étaient sur le point d'être conclues avec des tiers expéditeurs. L'Office juge, par conséquent, que les installations seront vraisemblablement utilisées à un niveau raisonnable, compte tenu de leur capacité prévue, pendant leur vie économique.

Par rapport à ce qu'il lui en coûterait pour expédier son gaz sur le gazoduc South Suffield d'AEC, Petro-Canada économiserait jusqu'à 600 000 $ par année en construisant le gazoduc de Medicine Hat. Ce chiffre ne tient pas compte des coûts qu'elle aurait à engager si elle choisissait cette option, notamment des frais de 3,7 millions de dollars pour l'installation de compresseurs et de raccords, en plus des coûts associés aux temps d'arrêt et des pertes de production. Comparativement aux coûts d'expédition sur le réseau de NGTL, Petro-Canada économiserait jusqu'à 4,7 millions de dollars par année, et elle aurait recouvré son investissement de 10,1 millions de dollars après moins de trois années d'exploitation du gazoduc. Comme c'est indiqué au chapitre 4, l'Office croit que Petro-Canada est en mesure de financer le projet proposé. Abstraction faite de la question du double emploi avec des installations existantes, les faits susmentionnés suffisent pour convaincre l'Office que le gazoduc proposé satisfait aux critères de faisabilité économique prévus à l'article 52.

L'Office reconnaît que le gazoduc de Medicine Hat fait double emploi avec des installations établies dans la région. Cependant, la preuve, irréfutée à l'audience, montre que Petro-Canada a soigneusement exploré toutes les solutions de rechange possibles à la construction du gazoduc de Medicine Hat, y compris la négociation d'un taux SCC avec NGTL, l'utilisation du gazoduc South Suffield d'AEC et la possibilité d'acheter à NGTL les installations voulues. De plus, Petro-Canada participe actuellement à une étude des coûts du réseau de NGTL qui pourrait amener dans le futur des changements dans le barème de tarification de NGTL. Dans l'entretemps, Petro-Canada en est arrivée à la conclusion que la construction et l'exploitation du gazoduc de Medicine Hat représentent l'option la plus économique pour le transport de son gaz.

L'Office reconnaît que l'aménagement du gazoduc de Medicine Hat irait dans le sens de l'intérêt public, car il en résulterait une baisse des coûts de transport, dont profiteraient non seulement Petro-Canada et les éventuelles tierces parties qui lui vendraient leur gaz, mais aussi la région toute entière. Une meilleure récupération des ressources gazières constituerait un autre avantage. L'Office remarque qu'aucune partie, sauf NGTL, n'a soulevé d'objections à l'encontre du projet de gazoduc de Medicine Hat.

À la lumière des vues exprimées plus haut, de la preuve que le gazoduc de Medicine Hat satisfait à tous les critères de l'article 52 et des avantages globaux qu'il procurerait sur le plan de l'intérêt public, l'Office estime que le pipeline de Medicine Hat est d'utilité publique et qu'il le demeurera à l'avenir.

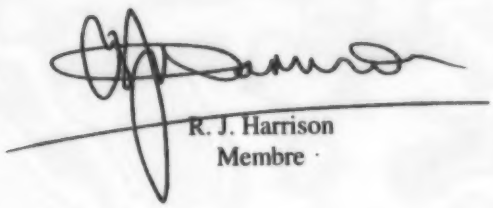
Chapitre 6

Dispositif

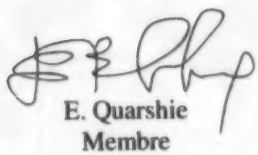
Les chapitres qui précèdent constituent notre décision et nos motifs de décisions concernant la demande entendue par l'Office dans le cadre de l'instance GH-3-2001.

Devant la preuve produite, l'Office est convaincu que le gazoduc proposé de Medicine Hat est d'utilité publique et qu'il le demeurera à l'avenir. L'Office approuve la demande que Petro-Canada a présentée aux termes de l'article 52 de la Loi sur l'ONÉ en vue de la construction de nouvelles installations pipelinières et, sous réserve de l'agrément de la gouverneure en conseil, il délivrera un certificat assorti des conditions énoncées à l'annexe II.

J. S. Bulger
Membre présidant l'audience



R. J. Harrison
Membre



E. Quarshie
Membre

Calgary (Aberta)
Décembre 2001

Annexe I

Liste des questions

Dans les instructions sur le déroulement de l'audience, l'Office a relevé les questions suivantes afin qu'elles soient examinées au cours de l'audience (la liste n'est pas exhaustive) :

1. La nécessité des installations projetées.

2. La faisabilité économique des installations projetées.

3. L'incidence potentielle du projet sur le plan commercial.

4. Les éventuels effets environnementaux, et répercussions socio-économiques, des installations projetées. On considérera également les facteurs décrits au paragraphe 16(1) de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*.

5. Le caractère approprié du tracé général du gazoduc.

6. La méthode de réglementation des droits et du tarif.

7. Le caractère approprié de la conception des installations projetées.

8. Les conditions dont devrait s'assortir toute approbation accordée.

Annexe II

Conditions liées au certificat

Généralités

1. Petro-Canada doit veiller à ce que les installations approuvées soient conçues, fabriquées, situées, construites et mises en place conformément aux plans et devis, et autres renseignements ou données figurant dans sa demande ou dans la preuve produite devant l'Office dans le cadre de l'instance GH-3-2001.

2. Petro-Canada doit appliquer ou faire appliquer toutes les politiques, méthodes, mesures d'atténuation, recommandations et procédures concernant la protection de l'environnement, qui sont mentionnées dans sa demande, dans tous documents subséquents déposés à l'appui de celle-ci, ou dans la preuve produite devant l'Office au cours de l'instance GH-3-2001.

Avant le début de la construction

3. Au moins 30 jours avant le début de la construction, ou à tout autre moment fixé par l'Office, Petro-Canada doit déposer auprès de l'Office un ou plusieurs calendriers détaillés indiquant les principaux travaux de construction et informer l'Office des modifications apportées aux calendriers à mesure que ces modifications sont apportées.

4. Au moins 30 jours avant le début de la construction, ou à tout autre moment fixé par l'Office, Petro-Canada doit soumettre à l'approbation de l'Office un plan détaillé des renseignements sur les mesures de protection de l'environnement qui seront présentés à tout le personnel sur le terrain au cours de la séance d'orientation orale concernant la sécurité et l'environnement.

5. Petro-Canada doit prouver à la satisfaction de l'Office qu'elle a obtenu les consentements et accords nécessaires à l'égard de tous les croisements de routes, de voies ferrées, d'installations de service public et de pipelines.

6. Au moins 14 jours avant le début de la construction, ou à tout autre moment fixé par l'Office, Petro-Canada doit déposer les documents suivants auprès de l'Office :

   a) un programme d'assurance de la qualité visant le gazoduc de Medicine Hat;

   b) un programme d'inspection durant la construction qui comprend une liste détaillant le nombre et les types de postes de préposés à l'inspection, y compris leurs fonctions, qualifications, rôles, responsabilités, pouvoirs de décision et rapports hiérarchiques, qui seront chargés de l'inspection des divers travaux de construction pipelinière, ainsi que des aspects liés à la sécurité et à l'environnement;

   c) le manuel de sécurité pendant la construction visé à l'article 20 du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT-99);

d) le programme d'assemblage requis suivant l'article 16 du RPT-99.

7. Petro-Canada doit prouver à la satisfaction de l'Office qu'elle a acquis les terres publiques nécessaires.

Pendant la construction

8. Petro-Canada doit, durant les travaux de construction, conserver sur chaque chantier de construction, à des fins de vérification, un exposé des méthodes de soudure et d'essai non destructif utilisées dans le cadre du projet, ainsi que tous les documents à l'appui.

9. Petro-Canada doit déposer auprès de l'Office, aux deux semaines, des rapports sur l'avancement des travaux de construction qui répondent aux exigences de l'Office. Ces rapports indiqueront les activités menées au cours de la période visée par le rapport, les problèmes et cas de non-conformité survenus sur le plan de la sécurité et de l'environnement, ainsi que les mesures prises pour remédier à chaque problème et cas de non-conformité.

10. Au moins 14 jours avant d'entreprendre les essais sous pression, Petro-Canada doit déposer auprès de l'Office un programme d'essai sous pression, conformément à l'article 23 du RPT-99, et les mesures d'atténuation particulières qu'elle entend prendre relativement aux essais hydrostatiques.

Après la construction

11. Au moins 14 jours avant la mise en service, Petro-Canada doit déposer les documents suivants auprès de l'Office :

a) le manuel d'exploitation et d'entretien requis suivant l'article 27 du RPT-99;

b) le manuel des mesures d'urgence à appliquer pendant l'exploitation, tel que l'exige l'article 32 du RPT-99.

12. Dans les 30 jours suivant la date de la mise en service des installations approuvées, Petro-Canada doit déposer auprès de l'Office une confirmation, donnée par un cadre de la compagnie, que les installations en question ont été réalisées et construites conformément aux conditions susmentionnées. En cas de dérogation à l'une ou l'autre de ces conditions, Petro-Canada doit en présenter les raisons par écrit à l'Office.

13. Dans les six mois suivant la mise en service des installations, ou à tout autre moment fixé par l'Office, Petro-Canada doit déposer auprès de l'Office un rapport environnemental postérieur à la construction. Le rapport exposera les questions environnementales qui se sont posées jusqu'à la date de dépôt du rapport et :

a) indiquera si les questions ont été résolues;

b) décrira les mesures que Petro-Canada prévoit prendre pour régler les questions en suspens.

14. Au plus tard le 31 janvier de chacune des trois premières saisons de croissance complètes suivant le dépôt du rapport environnemental postérieur à la construction, ou à tout autre moment fixé par l'Office, Petro-Canada doit déposer auprès de l'Office un rapport qui expose :

a) l'état de toute question environnementale non résolue qui était relevée dans le rapport environnemental postérieur à la construction et toute autre question environnementale ayant surgi depuis le dépôt du rapport;

b) les mesures que Petro-Canada propose de prendre pour régler les questions environnementales en suspens;

c) une évaluation des mesures de remise en état appliquées sur l'emprise, par comparaison à l'utilisation et à l'état des terrains adjacents à l'emprise.

15. Petro-Canada doit déposer auprès de l'Office un rapport de surveillance des plantes rares. Sauf avis contraire de l'Office, le rapport doit :

a) être déposé dans les six mois suivant l'exécution des relevés de surveillance;

b) être établi pour chacune des cinq saisons de croissance complètes suivant la date de la mise en service des installations;

c) faire état de toutes plantes rares relevées dans des aires qui ont été perturbées durant la construction;

d) présenter une analyse de l'efficacité des mesures d'atténuation appliquées durant la construction à l'égard des plantes rares.

Expiration du certificat

16. Le présent certificat expirera le 31 décembre 2003 à moins que la construction et la mise en place des installations visées par la demande n'aient débuté à cette date.